



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

**MODELOS DE NEGOCIO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO
ANTE UN ESCENARIO DE ALTA PENETRACIÓN ERNC**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO**

SEBASTIÁN ANTONIO MORRIS CARMONA

**PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO SÁEZ ROJAS
CRISTIÁN HERMANSEN REBOLLEDO**

**SANTIAGO DE CHILE
2017**

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Eléctrico.
POR: Sebastián Antonio Morris Carmona
FECHA: 28/08/2017
PROFESOR GUÍA: Rodrigo Palma Behnke

Modelos de negocio para sistemas de almacenamiento ante un escenario de alta penetración ERNC

El actual esfuerzo mundial en busca de la descarbonización de la matriz energética ha provocado la incorporación de centrales renovables no convencionales a la red, provocando desafíos en su operación, y cuestionando la estructura de sus mercados. Ante esta situación, los sistemas de almacenamiento se presentan como una alternativa atractiva, motivando realizar una revisión de las posibilidades que ofrece el mercado para su incorporación.

El objetivo principal del presente trabajo de título es identificar potenciales modelos de negocios para sistemas de almacenamiento, considerando el punto de vista de los distintos agentes que participan del mercado eléctrico.

Se realiza una revisión del estado del arte del desarrollo de estas tecnologías en el mundo, junto a sus modelos de negocio y regulación, lo que da cuenta de una limitada flexibilidad regulatoria y de una necesaria revisión de los actuales diseños de mercado.

En segundo lugar, se propone una clasificación de modelos de negocio en el contexto chileno, analizando al almacenamiento según la propuesta de valor, creación de valor y captura de valor. Por consiguiente, una vez detectados potenciales modelos, se analiza el riesgo financiero, regulatorio y operativo para cada uno de los agentes.

En tercer lugar, bajo una visión prospectiva de la red nacional al año 2021, se cuantifica la propuesta de valor del almacenamiento en un escenario de alta penetración renovable. Para ello, se simula un escenario base y un escenario de alta penetración eólica y solar llamado ERNC, identificándose los desafíos que traen consigo las tecnologías de generación variable. Luego, bajo dicho escenario ERNC, se simulan distintas sensibilidades de sistemas de almacenamiento en la red, demostrando su aporte en flexibilidad, en confiabilidad y en la reducción de costos operativos.

Consecuentemente, se estudian tres posibles modelos de negocio para una empresa generadora bajo el escenario ERNC, considerando el contexto del mercado eléctrico chileno. Primero, se analiza un modelo basado en arbitraje de precios, considerando el supuesto que el dueño de la central tiene la facultad en la decisión de sus consumos. El caso de estudio logra obtener un aumento en las utilidades en un 3% en comparación a una operación coordinada, motivando a regular la operación de estas tecnologías según su capacidad. Luego, se analiza un modelo que adiciona el servicio de reservas sistémicas, donde el actual esquema remunerativo parece un escenario favorable, lográndose aumentos en el margen operacional de hasta un 30%. Sin embargo, este sistema de remuneración está siendo revisado a la luz de la normativa de servicios complementarios. Finalmente, se estudia un modelo en el que el almacenamiento permite alterar el perfil de disponibilidad de una central solar, resultando dos posibles efectos. Por un lado, mejora el pago por potencia, mientras que, por otro, se tiene un mayor control en el suministro a un cliente en términos del balance de energía.

El trabajo concluye que los modelos de negocio dependerán tanto del avance regulatorio a futuro como de la baja en los costos de inversión, sentando las bases para continuar con este tipo de estudios en futuras investigaciones.

Dedicatoria

A mi familia y amigos.

Agradecimientos

Antes que todo, agradezco la comprensión de mis padres y el apoyo incondicional de mis hermanas. Han sido un pilar fundamental en mi formación como persona, siempre sintiendo su compañía y cariño en cada etapa que he tenido que afrontar, siendo imposible para mí expresar cuán agradecido estoy. También, a la amistad de Pablo Paredes, Felipe Vásquez y Sebastián Larrondo, compañeros de vida, y a quienes siento como hermanos.

Este trabajo se realizó principalmente gracias a Rodrigo Sáez, quien nunca dejó de creer en mis aptitudes y en mi persona. Su apoyo y confianza marcaron un hito importante en mi carrera como ingeniero. Además, mi agradecimiento al profesor Rodrigo Palma, por su interés en apoyarme en esta memoria, siendo primordial su labor como profesor guía. Finalmente, a la ayuda y los consejos del profesor Cristián Hermansen, que siempre mantuvieron mis ánimos en el desarrollo de la investigación.

En mi vida universitaria tuve la fortuna de poder generar muchos lazos de amistad, los cuales sin duda durarán toda la vida. Le doy las gracias a todos ellos, principalmente a Matías Navarro, quien siempre ha creído y confiado en mí. A Miguel Sánchez, por su amistad y compañerismo, que fueron determinantes tanto en el desarrollo de esta memoria como en mi formación profesional. A Enrique Marín, por todo su apoyo en los momentos más difíciles del trabajo. A Rodrigo Muñoz, Ignacio Armijo, Carlos Carmona, Matías Godoy, Fernando Llaitul y Lucas Moreno, con quienes pasé grandes momentos en la universidad, teniendo la oportunidad de aprender mucho de cada uno de ellos.

A la consultora SPEC, en especial a Eduardo Pereira, quien colaboró con las herramientas y el soporte necesario para enfrentar este desafío.

Por último, agradecer a la empresa Enorchile, por brindarme un espacio en el cual pude enfocar todo mi esfuerzo, además de su apoyo económico. Doy las gracias principalmente a Javier Sepúlveda, Paola Lepileo, Rodrigo Urzua y Juan Cárdenas, quienes en cada momento me brindaron su alegría, amistad y compañerismo.

Tabla de contenido

1.	Introducción.....	1
1.1.	Motivación.....	1
1.2.	Objetivos.....	1
1.2.1.	Objetivo general	1
1.2.2.	Objetivos específicos.....	1
1.3.	Alcances.....	2
1.4.	Metodología.....	2
1.5.	Estructura del documento	3
2.	Antecedentes.....	4
2.1.	Desarrollo de los sistemas de almacenamiento en el mundo.....	4
2.2.	Revisión de modelos de negocios para centrales de almacenamiento en mercados eléctricos	6
2.2.1.	Propietarios de sistemas de almacenamiento.....	6
2.2.2.	Clasificación de modelos de negocios para almacenamiento.....	7
2.2.3.	Conclusiones respecto a los modelos de negocios.	9
2.3.	Revisión de las regulaciones y las políticas de diferentes mercados eléctricos.	10
2.3.1.	Europa.....	10
2.3.2.	Asia.....	13
2.3.3.	USA	14
2.3.4.	Conclusiones respecto a la regulación internacional.....	16
2.4.	Experiencia Nacional.....	17
2.4.1.	Antecedentes.....	17
2.4.2.	Reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica.	18
2.4.3.	Conclusiones sobre la experiencia nacional	20
3.	Modelos de negocios para sistema de almacenamiento	21
3.1.	Marco conceptual general.....	21
3.2.	Enfoque desde el consumidor.....	23
3.2.1.	Modelos de negocios en el marco regulatorio chileno	26
3.3.	Enfoque desde el generador.....	29
3.3.1.	Modelos de negocios en el marco regulatorio chileno	31
3.4.	Enfoque desde el operador de red.....	36

3.4.1. Modelos de negocios en el marco regulatorio chileno. Enfoque desde el operador de la red de distribución.	38
3.4.2. Modelos de negocios en el marco regulatorio chileno. Enfoque desde el operador de la red de transmisión.....	42
3.5. Enfoque desde el agregador.....	46
3.5.1. Modelos de negocios en el marco regulatorio chileno	47
3.6. Análisis de los modelos de negocios	49
4. Propuesta de valor de un sistema de almacenamiento bajo una operación coordinada	53
4.1. Introducción.....	53
4.2. Metodología.....	53
4.2.1. Perfiles ERNC.	55
4.2.2. Reservas sistémicas	56
4.2.3. Series hidrológicas.....	56
4.2.4. Metodología de simulación	57
4.3. Escenarios del parque generador	58
4.3.1. Escenario base (BAU)	58
4.3.2. Escenario ERNC.....	58
4.4. Sensibilidades de ubicación de sistemas de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional bajo escenario de alta penetración ERNC.....	59
5. Modelos de negocios para una empresa generadora.	60
5.1. Arbitraje de precios	60
5.1.1. Metodología.....	60
5.1.2. Formalización del problema	60
5.1.3. Fase de exploración	61
5.1.4. Fase de desplazamiento	62
5.1.5. Caso de estudio.....	63
5.2. Oferta de servicios complementarios	64
5.2.1. Metodología.....	64
5.2.2. Criterios de reservas sistémicas.....	64
5.2.3. Caso de estudio.....	65
5.3. Soporte a inyección ERNC.....	66
5.3.1. Metodología.....	66
5.3.2. Formalización del problema	68
5.3.3. Caso de estudio.....	70

6.	Resultados y Análisis	71
6.1.	Propuesta de valor de un sistema de almacenamiento bajo una operación coordinada	71
6.1.1.	Generación de energía por tecnología	71
6.1.2.	Resultado operativo del sistema de almacenamiento.	73
6.1.3.	Flujo por interconexión SIC – SING.....	74
6.1.4.	Resultado operativo del parque generador convencional del SING.....	75
6.1.5.	Costos operativos.....	77
6.1.6.	Costos marginales y margen operacional	78
6.1.7.	Análisis sobre la operación coordinada para un sistema de almacenamiento	82
6.2.	Resultado caso de estudio: Modelo de negocios – arbitraje de precios.....	83
6.2.1.	Resultado fase de exploración	83
6.2.2.	Resultado fase de desplazamiento	84
6.2.3.	Análisis de los resultados	86
6.3.	Resultado caso de estudio: Modelo de negocios - prestación de servicios complementarios	88
6.3.1.	Análisis de los resultados	92
6.4.	Resultado caso de estudio: Modelo de negocios – soporte a inyección ERNC	93
6.4.1.	Análisis de los resultados	95
7.	Conclusiones.....	96
8.	Trabajo Futuro	100
	Bibliografía.....	101
	Anexos.....	104
	Anexo A. Regulación del mercado eléctrico en Chile.....	93
	Anexo B. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento.....	107
	Anexo C. Formalización de la etapa de maximización de utilidad	109
	Anexo D. Costo nivelado y anualidad de una central.....	111
	Anexo E. Transferencias por interconexión con Perú	112

Acrónimos

BAU: *Business as usual*

SDDP: *Stochastic Dual Dynamic Programming*

UC: *Unit commitment*

SIC: Sistema Interconectado Central

SING: Sistema Interconectado del Norte Grande

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

ESS: *Energy storage system*

PHEs: *Pumped- hydroelectric energy storage*

BESS: *Battery energy storage system*

CSP: *Concentrating solar power*

CAES: *Compressed air energy storage*

MILP: *Mixed-integer linear programming*

DNO: *Distribution Network Operator*

DSO: *Distribution System Operator*

TSO: *Transmission System Operator*

SSCC: Servicios Complementarios

Índice de tablas

Tabla 1 Centrales de bombeo instaladas en el mundo y bajo construcción (2014). Además, se presenta porcentaje de generación respecto al parque generador del país. [1].....	4
Tabla 2 Principales compañías dueñas de centrales de bombeo en el mundo (2014) [1]	5
Tabla 3 Tipos de propietarios de sistemas de almacenamiento Elaboración propia.	6
Tabla 4. Desplazamiento energético producto del almacenamiento para los distintos casos estudiados.	73
Tabla 5. Caracterización de exigencia de rampa de las centrales a carbón cuando están realizando seguimiento de carga.	75
Tabla 6. Costos operativos ante escenario BAU y ERNC.....	77
Tabla 7. Comparación de costos operativos en casos de incorporación de sistemas de almacenamiento	77
Tabla 8 Aumento en el aplanamiento de las curvas de CMg en la barra Crucero – Encuentro según los distintos casos de estudio	79
Tabla 9. Anualidad de inversión de una central de almacenamiento. Caso optimista	81
Tabla 10 Resultado de los márgenes operacionales producto de los nuevos perfiles de carga encontrados	83
Tabla 11. Aumento de ingresos finales por hidrología.....	85
Tabla 12. Ingresos anuales por pagos por potencia.	87
Tabla 13. Ingresos por reserva en giro para el sistema de almacenamiento y el parque térmico..	91
Tabla 14. Ingreso por reserva en giro para el caso de considerar en la reserva para el control secundario de frecuencia los errores de pronósticos en viento.....	91
Tabla 15 Ingresos percibidos por el sistema de almacenamiento ante un mercado basado en costos marginales por reservas sistémicas.....	92
Tabla 16 Resultado de capacidades por tecnología luego de las iteraciones cuatro iteraciones. ..	93
Tabla 17. Capacidades utilizadas para el generador virtual.	94
Tabla 18 Ingresos percibidos mediante perfil de disponibilidad versus ingresos de operación coordinada	94
Tabla 19 Balance del mercado de energía ante distintos escenarios hidrológicos	95

Índice de ilustraciones

Ilustración 1-1 Estructura del trabajo realizado. Elaboración propia.	2
Ilustración 2-1 Programación de la central de bombeo. Fuente: Documento que aprueba reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica.	18
Ilustración 3-1 Distintos actores del mercado eléctrico y su interacción relacionado a la operación del sistema	22
Ilustración 3-2 . Interacción de los consumidores con los distintos actores del mercado eléctrico	25
Ilustración 3-3. Modelo de negocios mejora en calidad de suministro. Consumidor es propietario del ESS	27
Ilustración 3-4 Modelo de negocios participación en mercado de servicios complementarios. Consumidor es propietario del ESS.....	28
Ilustración 3-5 Interacción de empresas generadoras en el mercado eléctrico.....	30
Ilustración 3-6. Participación de empresa generadora en el mercado eléctrico chileno. La empresa es dueña del sistema de almacenamiento.	32
Ilustración 3-7 Ejemplo en mejora de variabilidad y factor de planta de una central virtual (curva roja). Esta mejora puede ser tanto con tecnologías convencionales como con sistemas de almacenamiento	34
Ilustración 3-8. Riesgo del operador según categoría de modelo de negocio.	37
Ilustración 3-9 Contrato con operador de red de distribución. Caso general	39
Ilustración 3-10 Modalidad de contrato de capacidad, en donde el riesgo en la participación de mercado es traspasado a una empresa generadora.....	43
Ilustración 3-11 Modelo de negocios Dueño operador. Se presenta una interacción nula por parte de la empresa transmisoras en mercados competitivos. La remuneración del almacenamiento es basado en costo por servicio.....	44
Ilustración 3-12 Interacción del agregador con los otros agentes en el mercado eléctrico	47
Ilustración 3-13 Ejemplo en el marco de mercado chileno en donde una empresa generadora con centro de control cumple rol de agregador de generación distribuida proveniente tanto de pequeñas empresas como de consumidores.	48
Ilustración 3-14. Riesgo de los distintos modelos de negocios, tomando como referencia al operador del sistema de transmisión.....	49
Ilustración 3-15 Riesgo de los distintos modelos de negocios, tomando como referencia al operador del sistema de distribución	51
Ilustración 4-1 Estructura de la simulación. Elaboración propia.....	53
Ilustración 4-2 Sistema simplificado de 33 barras del SEN.	55
Ilustración 4-3 Volúmenes caudales utilizados en la simulación para la representación de hidrologías húmeda, media y seca. Fuente: Estudio ERNC 2016 CDEC SING	56
Ilustración 4-4 Metodología de simulación. Elaboración propia	57
Ilustración 4-5 Resultado de UC con sensibilidades hidrológicas para el 2021 y sus datos de salida. Elaboración propia.....	57
Ilustración 4-6. Capacidades instaladas del parque generador por escenario.....	58
Ilustración 5-1 Curva monótona decreciente de costo marginal vs cantidad de energía inyectada al sistema. Fuente: Sebastián de la Torre, Price Maker Self-Scheduling in a Pool-Based Electricity Market: A Mixed-Integer LP Approach. IEEE	62

Ilustración 5-2 Metodología de método iterativo para determinar mix de almacenamiento - central solar	67
Ilustración 5-3 Perfil promedio anual consumidor minero ubicado en la barra Crucero-Encuentro	70
Ilustración 6-1 Aporte anual de energía por tecnología para escenario BAU y ERNC por cada hidrología.....	72
Ilustración 6-2. Vertimiento ERNC en el SEN en los escenarios BAU y ERNC	72
Ilustración 6-3. Promedio anual de la operación del sistema de almacenamiento. Caso 1 ESS ...	73
Ilustración 6-4. Promedio anual del flujo por interconexión SIC – SING, escenario BAU y ERNC. Flujo positivo de norte a sur	74
Ilustración 6-5 Promedio anual del flujo por interconexión SIC-SING, escenario Caso ESS 1 y 2. Flujo positivo de norte a sur.	74
Ilustración 6-6. Intensidad de seguimiento de carga por parte de centrales a Carbón en el SING.	75
Ilustración 6-7 . Cantidad de encendidos parque generador GNL en el SING	76
Ilustración 6-8 Comparación de costos marginales en Barra Polpaico ante escenario BAU y ERNC	78
Ilustración 6-9 Comparación de costos marginales en Barra Crucero - Encuentro ante escenario BAU y ERNC	78
Ilustración 6-10 Promedio anual en la operación del sistema de almacenamiento respecto a los costos marginales resultantes del despacho económico	79
Ilustración 6-11 Efecto de aplanamiento de la curva de costos marginales entre el escenario ERNC y el caso ESS 2.	80
Ilustración 6-12. Margen operacional según los casos analizados.	80
Ilustración 6-13. Margen operacional para el caso de una central de almacenamiento de 300 MW/1000MWh junto a una central Solar de 300 [MW] ubicadas en Lagunas	81
Ilustración 6-14. Ingresos para distintos valores del factor de desplazamiento. Caso de estudio de un sistema de almacenamiento en Lagunas, de 300 MW/1000MWh, hidrología húmeda.	84
Ilustración 6-15 Variación del margen operacional por mes, considerando en el procedimiento el perfil de carga del año completo. Hidrología húmeda.....	84
Ilustración 6-16 Variación del margen operacional por es, considerando en el procedimiento el perfil de carga separado por meses. Hidrología húmeda.....	85
Ilustración 6-17. Diferencia entre perfiles de carga coordinado y perfiles de carga que maximiza ingresos.....	86
Ilustración 6-18 Gestión de la reserva (margen efectivo) para hidrología seca y húmeda. Caso en que el almacenamiento no presta servicio de reserva en giro.....	88
Ilustración 6-19. Gestión de la reserva (margen efectivo) para hidrología seca y húmeda. Caso en que el almacenamiento presta servicio de reserva en giro para CSF.....	88
Ilustración 6-20. Costos marginales para las reservas primarias y secundarias. Caso en que el almacenamiento no presta reserva para control secundario de frecuencia.....	89
Ilustración 6-21. Costos marginales para las reservas primarias y secundarias. Caso en que el almacenamiento presta reserva para control secundario de frecuencia.....	89
Ilustración 6-22. Promedio anual de la operación del sistema de almacenamiento, realizando la comparación entre si presta o no el servicio de reservas para el control secundario de frecuencia.	90
Ilustración 6-23. Ingresos/egresos percibidos por el sistema de almacenamiento bajo el actual reglamento de servicios complementarios (remuneración de la reserva en giro).....	90

Ilustración 6-24 Costo marginal promedio anual para cada iteración. Hidrología seca.....	93
Ilustración 6-25. Promedio anual de los perfiles de disponibilidad indicados por la central virtual al Coordinador. Caso de central virtual indicada en la Tabla 17.....	94

1. Introducción

En esta sección se describen los lineamientos que enmarcan el desarrollo del presente trabajo de memoria. Primeramente, se indica la motivación del trabajo realizado. Luego, la definición del objetivo general del trabajo y los objetivos específicos. Posteriormente, los alcances y la metodología aplicada. Finalmente, la estructura del documento concluye esta sección.

1.1. Motivación

Las energías renovables han influenciado de manera significativa los mercados eléctricos en el mundo, sumado a los desafíos operacionales que conlleva la alta penetración que se ha presentado en los últimos años.

La penetración ERNC, tanto a nivel de gran escala como de generación distribuida, ha puesto el desafío a los países en cómo aprovechar al máximo sus recursos renovables, enfrentando aspectos operacionales, regulatorios y de mercado.

Se ha detectado que los sistemas de almacenamiento pueden jugar un rol importante para una alta inserción ERNC, dada sus distintas aplicaciones de energía y potencia. Sin embargo, los actuales esquemas regulatorios y de mercado provocan que los sistemas de almacenamiento tengan diferentes barreras de entrada para su implementación. Es así como esta investigación busca analizar modelos de negocios para estos sistemas, con el fin de identificar cuáles son las características que debe tener la regulación y el mercado eléctrico.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general de esta memoria de título es identificar modelos de negocio para sistemas de almacenamiento, bajo la perspectiva de los diferentes agentes del mercado, teniendo como premisa la alta penetración renovable en un sistema eléctrico.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos son:

- Disponer de una revisión de modelos de negocios para sistemas de almacenamiento tanto a nivel internacional como nacional.
- Entrar en una revisión de la regulación de mercados eléctricos enfocado a los sistemas de almacenamiento, tanto a nivel internacional como nacional.
- Proponer una clasificación de los modelos de negocio bajo la perspectiva de los diferentes agentes de mercado en el marco regulatorio chileno.

- Cuantificar el valor del almacenamiento de energía en el sistema eléctrico chileno.
- Evaluar y analizar modelos de negocios para sistemas de almacenamiento para una empresa generadora bajo el marco regulatorio chileno.

1.3. Alcances

Es evidente que el objetivo general del presente trabajo es amplio, por lo que es conveniente delimitar la extensión del análisis para cada parte del trabajo.

- Revisión regulatoria enfocada a sistemas de almacenamiento de energía en mercado internacionales.
- Explicación cualitativa de modelos de negocios bajo distintos enfoques.
- Simulación de casos de estudio en red nacional simplificada según su estado esperado al 2021.
- Modelos de negocio basados en el marco regulatorio chileno actual y esperado al año 2021, considerando almacenamiento con capacidad de movimientos intra-diarios de energía.

1.4. Metodología

La metodología general de presente trabajo se describe en la Ilustración 1-1

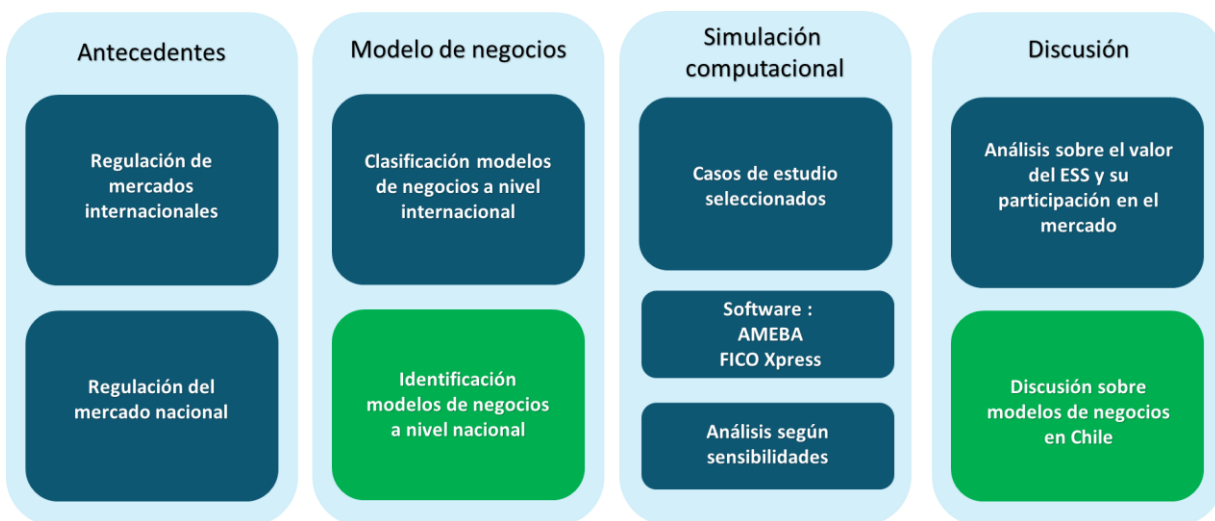


Ilustración 1-1 Estructura del trabajo realizado. **Elaboración propia.**

El presente trabajo comienza con revisar el desarrollo del almacenamiento a nivel internacional. Además, realiza una revisión de los modelos de negocios para estas tecnologías, y su regulación en distintos mercados eléctricos.

Luego, se realiza una clasificación de los modelos de negocios para sistemas de almacenamiento según el enfoque de los distintos actores del mercado eléctrico.

Posteriormente, se simula la operación de un sistema de almacenamiento en la red nacional, identificando la propuesta de valor bajo distintas sensibilidades. Por consiguiente, evaluar distintos modelos de negocios para una empresa generadora en el marco regulatorio nacional.

Finalmente, se elabora un análisis sobre los resultados, y se concluye sobre el valor de un sistema de almacenamiento, sus modelos de negocios y su regulación.

1.5. Estructura del documento

El trabajo se divide en 6 partes principales. En el capítulo 2 son presentados los antecedentes respecto al desarrollo de sistemas de almacenamiento, tanto nacional como internacional, junto con el estado del arte relativo a sus modelos de negocio y regulación. Con esta información, en el capítulo 3 se proponen distintos modelos de negocios dentro del marco regulatorio chileno, considerando el enfoque de los distintos agentes del mercado.

Luego, se propone identificar cuáles son los efectos sistémicos que traen consigo las energías renovables y cuál es la propuesta de valor del almacenamiento en el sistema eléctrico, por lo que en el capítulo 4 se presenta la metodología de análisis y simulación bajo un esquema de operación coordinada.

Para la captura de valor, en el capítulo 5 se presenta la metodología de análisis y simulación de los casos de modelos de negocios seleccionados para una empresa generadora, considerando un escenario de alta penetración ERNC.

Posteriormente, el capítulo 6 se presenta los resultados obtenidos de las simulaciones, junto a su correspondiente análisis. Finalmente, en los capítulos 7 y 8 se muestran las conclusiones y el trabajo futuro que se desprende del presente desarrollo.

2. Antecedentes

2.1. Desarrollo de los sistemas de almacenamiento en el mundo.

Hasta el 2014, sólo se ha registrado una capacidad instalada de 150 GW en sistemas de almacenamiento en el mundo, siendo el 99% atribuido a centrales de bombeo. [1]

En Europa, las centrales de bombeo tuvieron un desarrollo entre los 60' y los 70', con un posterior aumento el 2008 en respuesta al ingreso de la generación eólica.

En Asia, Japón comenzó a tener un desarrollo entre los años 70' y 80' como complemento de la generación nuclear, considerando además que su red no se encuentra interconectada con ningún otro país. Por otro lado, China sólo recientemente ha tenido un desarrollo, dado el efecto de nuevas centrales eólicas.

En USA, las centrales fueron construidas entre los años 60' y 90', periodo el cual es caracterizado por un aumento en la capacidad nuclear y su crisis energética sufrida en los 70'. [1]

Es así, como el incentivo a la inversión en sistemas de almacenamiento, en cada país, está ligado a las características de su red, y en cómo el mercado eléctrico valora sus servicios

Bajo este contexto en la tabla 2.1 se presenta el desarrollo de las centrales de bombeo en distintos países, mientras que en la tabla 2.2 el desarrollo por parte de las principales empresas privadas a nivel mundial.

Tabla 1 Centrales de bombeo instaladas en el mundo y bajo construcción (2014). Además, se presenta porcentaje de generación respecto al parque generador del país. [1]

País	Capacidad PHS instalada (GW)	Bajo construcción (GW)	% PHS respecto al parque generador
Japón	24.5	3.3	8.5
China	22.6	11.6	1.8
USA	20.5	-	1.9
Italia	7.1	-	5.7
España	6.8	-	6.6
Alemania	6.3	-	3.5
Francia	5.8	-	4.4
India	5.0	1.7	2.2
Austria	4.8	0.2	21
Gran Bretaña	2.7	-	3.0
Suiza	2.5	2.1	12
Portugal	1.1	1.5	6.1

Tabla 2 Principales compañías dueñas de centrales de bombeo en el mundo (2014) [1]

Compañía	Lugar	Número de plantas	Capacidad instalada de PHS (GW)
SGCC	China	17	15.2
ENEL	Europa	24	8.3
Tokyo EPCO	Japón	9	7.3
EDF	Europa	12	6.2
J-Power	Japón	7	5.0
Kansai EPCO	Japón	4	4.9
CSPSG	China	3	4.9
Iberdrola	Europa	11	4.9
GDF Suez	Europa y USA	8	4.7
Chugoku EPCO	Japón	5	3.2

Se puede observar el mayor desarrollo en centrales por parte de USA, China y Japón, mientras que Suiza y Australia, se presentan como los países con mayor capacidad instalada de PHS respecto a su parque generador.

Otros sistemas de almacenamiento, como son los sistemas de aire comprimido (CAES), concentradores solares (CSP), baterías y volantes de inercia, corresponden sólo al 1% de la capacidad instalada mundial. Esto último, debido a sus altos costos de inversión y a la fragilidad de algunas de estas tecnologías.

En el caso de los sistemas CAES, sólo existen dos en el mundo. La central Huntorf, en Alemania, con una capacidad de 321 MW, y el central Mc Intosh, en USA, con una capacidad de 110 MW, mientras que sólo 90 MW se encuentran en estudio. [38]

Por otro lado, la tecnología CSP sólo cuenta con una capacidad total instalada de 3425 MW en todo el mundo, donde el 67% corresponde a España, y el 25% a USA. [25]

En el caso de almacenamiento electroquímico, las baterías son la tecnología más implementada, con una capacidad de 606 MW al 2012. Sin embargo, aún se estudia la viabilidad de su implementación dados sus altos costos de inversión. [36]

Un ejemplo es el proyecto *Smarter Network Storage* (SNS), realizado por la distribuidora *UK Power Network*. El proyecto, con la ayuda del gobierno de Inglaterra, estudia posibles modelos de negocios para su implementación en la distribución. [24]

Finalmente, se prevé un aumento en la inversión de estas tecnologías dado el soporte que ofrecen a la llegada de las energías renovables no convencionales, junto con la espera en la baja de sus costos de inversión. [37]

2.2. Revisión de modelos de negocios para centrales de almacenamiento en mercados eléctricos

Mundialmente existe la necesidad de identificar cuáles son los beneficios que aportan los sistemas de almacenamiento, quiénes deberían ser los dueños de estos sistemas, y cómo su funcionamiento se adecúa a la filosofía del mercado eléctrico local.

Se ha evidenciado que los sistemas de almacenamiento pueden ofrecer múltiples aplicaciones, donde su rentabilidad depende de cómo estos son valorados por el mercado. [5]

Estas aplicaciones, tanto de energía como de potencia, aportan un beneficio al sistema, el cual puede ser aprovechado por distintos agentes.

Por lo tanto, para identificar un modelo de negocios, es importante determinar los posibles propietarios, las aplicaciones de interés, y cuáles son los mecanismos de remuneración al cual pueden optar.

2.2.1. Propietarios de sistemas de almacenamiento.

En la Tabla 2.3 se presenta que los sistemas de almacenamiento pueden ser propiedad tanto de empresas generadoras, como de empresas que están en el negocio de la transmisión y la distribución.

Es importante notar que no se considera el caso de un agente que actúe netamente como operador sea dueño del ESS. Esto último, debido a su misión de cumplir con definir y dar instrucciones de operación del sistema, siendo su naturaleza estatal, y no ser dueño de infraestructuras eléctricas.

Tabla 3 Tipos de propietarios de sistemas de almacenamiento **Elaboración propia.**

Propietarios	Descripción	Remuneración
Empresas Generadoras	Empresas generadoras dueñas de ESS, que, mediante comercializadores, provean servicios de almacenamiento, basado en precios de mercado y contratos.	Compiten en el mercado de energía suministrando energía a distintos tipos de clientes.
Dueños del sistema de Transmisión	Dueño de la infraestructura de transmisión, que además podrían ser operadores del sistema en algunos países. Se puede dar el caso de sólo proveer servicios de transmisión u ocasionalmente participar en el mercado de energía.	Usan ESS para mejorar los servicios de transmisión con recuperación de inversión bajo condiciones reguladas, donde la operación es según lo indicado por el operador de mercado. Dependiendo de los servicios definidos, se utiliza para cumplir con los estándares de calidad y seguridad. Ocasionalmente, según las reglas de mercado, podrían participar también en el mercado de energía.

Dueños y operadores del sistema de Distribución	Dueños y operadores de la infraestructura de distribución. Esta situación se da en casi todo el mundo.	Usan ESS para mejorar los servicios de distribución con recuperación de inversión bajo condiciones reguladas. Dependiendo de las reglas pueden participar también en el mercado de energía.
Consumidores	Consumidores que usan sistemas de almacenamiento para minimizar costos por consumo de electricidad, los cuales además podrían ofrecer el servicio respuesta de demanda u otros.	Utilizan ESS para minimizar sus costos de consumo eléctrico dependiendo de las opciones de tarifas o contratos y su capacidad de participar en mercados de electricidad.

2.2.2. Clasificación de modelos de negocios para almacenamiento.

Hoy en día, los inversionistas se enfrentan a paradigmas sobre cuáles son los modelos de negocios que se adecúan a las reglas actuales.

Los modelos de negocios se diferencian principalmente por su sistema de remuneración. Así, estos pueden ser clasificados en tres grupos: “*Costo por servicio*”, “*Participación en mercados competitivos*” y “*Detrás del medidor*”. [6]

Dicha clasificación será utilizada como base para el desarrollo de los modelos de negocios del presente trabajo.

a) Modelo de negocios “Costo por servicio”.

El modelo de negocios “*Costo por servicio*” es basado en recuperar los costos operativos y de inversión de manera regulada.

Este tipo de modelo resulta interesante para empresas generadoras verticalmente integradas, las cuales podrían reconocer esta tecnología dentro de su plan de expansión.

También, puede ser utilizado por parte de los dueños de la red de transmisión y la distribución, reconociendo estas tecnologías como parte de su infraestructura. Sin embargo, los reguladores han tenido rechazo en aceptar esta modalidad, ya que dichos agentes podrían derivar en prácticas que atenten a la competencia del mercado.

No obstante, si el regulador identifica cuáles son los servicios prestados, y quiénes son los agentes involucrados, este modelo podría promoverse con tal de no generar dichas prácticas.

Como ejemplo, para el caso de empresas transmisoras, la aplicación de descongestión de líneas no es permitida. Esto debido a que el almacenamiento pasaría a ser un activo más, teniendo su operación directa relación con cómo se remuneran sus inversiones.

Sin embargo, el almacenamiento puede ser utilizado para aplazar inversiones en sub-estaciones, con el fin de cumplir con criterios de seguridad; o para mejorar la calidad de suministro, en el caso de tener que cumplir con ciertos estándares normativos.

Bajo esta idea, el almacenamiento puede ser concebido como una instalación que sólo presta servicios. Estas instalaciones, pueden ser propiedad de terceros, quienes recibirían una renta regulada por el estado producto de un proceso licitatorio.

Por lo tanto, el incentivo principal para este tipo de modelos de negocios es la existencia de una regulación adecuada, que identifique los servicios a prestar, con una remuneración que genere una rentabilidad razonable.

b) Modelo de negocios “Participación en mercados competitivos”.

El modelo de negocios *Participación en mercados competitivos* es basado en competir en mercados liberalizados, considerándose la importancia de participar en sus distintas modalidades.

Típicamente se basa en generar ingresos mediante arbitraje de precios y una participación activa en el mercado de servicios complementarios, prevaleciendo la importancia de esta última.

Por lo tanto, para este tipo de modelo se debe considerar lo siguiente:

Primero, este tipo de participación conlleva a una reducción en la variación de los precios entre las horas valle y las horas de punta. Esto mejora el beneficio social, pero afecta la rentabilidad tanto del almacenamiento como de otras tecnologías de generación. [1]

Sin embargo, el aplanamiento en la curva de precios genera que las inversiones perciban una menor variación en sus ingresos.

Segundo, es importante saber si el operador del almacenamiento tiene un poder parcial o absoluto en su operación. [4]

Por ejemplo, en mercados donde la operación de las centrales es coordinada, como el caso de Irlanda y Chile, el riesgo de operación es totalmente traspasado al operador del sistema. Por otra parte, en mercados con operación descentralizada, como el caso de USA, el riesgo de operación depende de adecuados pronósticos de precios. [9]

Finalmente, la decisión de qué tecnologías utilizar en el mercado dependerá de cuál de éstas posee las características que mejor se adecúen a la aplicación requerida.

Por ejemplo, tecnologías de bombeo hídrico, aire comprimido; y baterías como las de flujo, ion-litio y sulfuro de sodio, son más adecuadas para participar en mercados que se trancen productos de energía. [36]

Por otro lado, tecnologías como volantes de inercia, y baterías de bromuro de zinc o de plomo-ácido, son más adecuadas para participar en mercados que se trancen productos de potencia. [36]

c) Modelo de negocios “Detrás del medidor”

El modelo de negocios *Detrás del medidor* está pensado tanto para empresas generadoras como para consumidores, el cual se basa en identificar sus necesidades y economías internas.

El modelo considera un sistema de almacenamiento instalado en las dependencias del propietario, pero sin ser reconocido como parte de la red.

Desde el punto de vista del consumidor, este puede sacar provecho al gestionar su demanda, mejorar la calidad de suministro, e incluso, percibir alguna externalidad por aumentar su consumo proveniente de energías renovables.

Esto último depende de las señales de precios que se tengan por el consumo de electricidad. Por ejemplo, para el caso de clientes de bajo consumo, el modelo está ligado a las tarifas que rigen en el país y sus esquemas de incentivos renovables.

Para ilustrar esto, los consumidores aparte de considerar el almacenamiento para mejorar la calidad de suministro, podrían tener una participación activa ofreciendo servicios de respuesta de la demanda.

Para el caso de empresas generadoras, el uso del almacenamiento puede ser útil como soporte a la variabilidad de las centrales ERNC; o para cumplir con obligaciones de normativas que refieran a criterios de seguridad.

Incluso, empresas generadoras verticalmente integradas podrían concebir un modelo híbrido de *Detrás del medidor* y *Participación en mercados competitivos*, en el cual, aparte de ofrecer servicios en el mercado, realizan gestiones internas que minimicen riesgos de suministro.

2.2.3. Conclusiones respecto a los modelos de negocios.

Existen variadas aplicaciones que el almacenamiento puede ofrecer en su operación, por lo que el desafío está en encontrar un modelo de negocios que maximice la captura de su valor.

Modelos basados sólo en arbitraje no rentan la inversión, en comparación a uno que adicionalmente perciba ingresos por servicios complementarios. Por lo tanto, prevalece la necesidad de participar de diferentes mercados.

El interés en inversión por parte de los posibles propietarios de sistemas de almacenamiento dependerá del grado de acceso al mercado.

Pueden existir combinaciones de modelos de negocio dependiendo de qué tan flexible es la regulación.

Finalmente, para el caso de los consumidores, los modelos de negocios consideran importante la participación del agente de mercado que opere como agregador.

2.3. Revisión de las regulaciones y las políticas de diferentes mercados eléctricos.

Del total desarrollo de sistemas de almacenamiento a nivel mundial, el 95% fue construido en un contexto de mercados monopólicos, mientras que menos del 5% fue desarrollado en mercados liberalizados. [2]

Por consiguiente, el actual desarrollo de estas tecnologías puede estar siendo afectado por ciertas barreras regulatorias.

Con el motivo de entender el desarrollo de estas tecnologías y cuáles son sus principales barreras, la presente sección muestra una revisión de las experiencias internacionales respecto a su regulación.

2.3.1. Europa.

Europa ha tenido como el objetivo desarrollar un mercado que, aparte de proveer confiabilidad y mínimo costo, provoque un bajo impacto al medio ambiente.

Sin embargo, la intermitencia de la generación por parte de las centrales ERNC no se logra acomodar a las estructuras actuales de mercado, por lo que mercados más centralizados son la mirada futura de la regulación europea. [2]

A pesar de que Europa considera determinante el rol del almacenamiento para el futuro de las renovables (Directive 2009/28/EC), no se han registrado planes concretos y exitosos que motiven el desarrollo de estas tecnologías.

Esto se puede ver reflejado en que la ley actual que rige los mercados de la Unión Europea impide que los dueños de las redes de transmisión y distribución puedan ser dueños de centrales de generación, afectando directamente en la inversión por parte de estas empresas en sistemas de almacenamiento. [5]

Por lo tanto, el problema está en que la ley no define claramente a estas tecnologías como fuentes de flexibilidad, además de no categorizarlas según sus distintas escalas.

a) España

España es el segundo país con mayor instalación de centrales de bombeo en Europa y el primero en centrales CSP en el mundo, donde su desarrollo ha sido principalmente producto de incentivos del gobierno.

Por ejemplo, las centrales de bombeo cuentan con un pago por capacidad de veintemil euros por megawatt los primeros veinte años, además de una tarifa de uso de red reducida cuando consumen. [4]

Por otra parte, la instalación de centrales CSP fueron incentivadas por los planes de energías renovables PER, los cuales tenían como objetivo instalar 500 MW para el 2010. El incentivo consistió en premios sobre los precios de mercado.

Sin embargo, estos premios fueron modificándose a través de distintos decretos, ya que al 2013 se instalaron 4.6 veces más centrales CSP de lo que se había planeado, lo que provocó una burbuja inmobiliaria de esta tecnología. [25]

Se observa que la ley sólo menciona centrales de bombeo y de concentración solar, pero sin reconocer su naturaleza mixta de generación y consumo.

Para el caso de baterías, estas son sólo reconocidas dentro de planes de reposición de servicio, mientras que a baja escala, el Real Decreto 1699/2011 excluye el almacenamiento como generación residencial.

Además, para la distribución, no menciona a los sistemas de almacenamiento como posibles proveedores de *peak shaving*, pero tampoco los excluye.

No obstante, en el proceso de consulta para promover el almacenamiento realizado por *stoRE* el 2014, proponen como acción relevante la definición de un organismo que determine el almacenamiento óptimo a instalar, el cual podría ser licitado de manera regulada.

b) Italia

Italia, mediante el Decreto Legislativo n.28, 2011^a (art. 17.3), llama al TSO a desarrollar la red con visión de mayor inserción ERNC, donde la infraestructura y la operación es de propiedad del grupo Terna. (Directiva 2009/28/EC)

No obstante, existe incertidumbre generada por el consecutivo decreto legislativo n.93,2011b. Por un lado, prohíbe la generación y suministro de energía por parte del TSO, pero por otro lado, faculta al TSO a construir y operar almacenamiento.

Es importante notar que la regulación italiana diferencia escalas de almacenamiento. Se define el almacenamiento distribuido, el cual puede ser instalado directamente por el TSO, mientras que centrales de bombeo pueden ser fijadas en el plan de expansión de la red y construidas en base a licitaciones.

c) Alemania

Alemania actualmente se cuenta con el 20% de su generación proveniente de energías renovables, y con el objetivo de cumplir el 50% para el 2030.

El gobierno alemán cuenta con subvenciones estatales para almacenamiento, pero sólo destinadas a la instalación residencial. Esto último, con el motivo de ser complemento a sistemas fotovoltaicos.

Para los sistemas de almacenamiento a gran escala, la regulación los faculta para participar en el mercado de reservas, pero no existe nada específico en su operación ni instalación.

Además, tienen responsabilidad de cargos por uso de la red de igual manera que los consumidores. No obstante, existe el incentivo de dejar exento de tales cargos a las nuevas centrales de almacenamiento durante los primeros 20 años de operación.

Adicionalmente, los sistemas de almacenamiento que provean energía proveniente de fuentes renovables están exentas de cargos por uso de red, y los operadores de red están obligados a remunerar sus proveedores bajo una tarifa determinada por el gobierno.

d) Suiza

En Suiza existen tres grandes empresas generadoras Axpo, Alpiq y BKW, las cuales son verticalmente integradas. Estas empresas abarcan el 80% de la generación del país, siendo los principales dueños de las centrales de bombeo en el país. [1]

Por lo tanto, este país es un ejemplo de la construcción de centrales de bombeo en contextos de mercados monopólicos.

No obstante, el mercado eléctrico en Suiza es parcialmente liberado, por lo que dueños de sistemas de almacenamiento podrían ofertar en mercados de energía y de reservas, teniendo este último un sistema de “*pay-as-bid*”. [3]

Sólo se han encontrado incentivos para el almacenamiento en el redespacho del mercado de energía. En dicho mercado, los aumentos de generación reciben el promedio de los diez mayores precios del mes pasado, mientras que cambios en el consumo deben pagar sólo el 70% del precio. [3].

e) Irlanda

Irlanda cuenta con la central de bombeo *Turlough Hill Power Station*, con una capacidad de 290 MW. No obstante, la central es de propiedad de la empresa estatal ESB, por lo que su construcción fue en un contexto de mercado monopolizado en los 70’.

Actualmente el mercado irlandés es tipo pool obligatorio, en el cual los generadores ofertan dependiendo si son tomadores o fijadores de precio.

Las centrales de almacenamiento son consideradas como fijadores de precio, pero su oferta no considera pares precio-cantidad. Por lo tanto, la operación del almacenamiento es el resultado de una operación coordinada del sistema.

Aunque en UK no se reconoce el almacenamiento como inversión de red, terceros pueden entregar servicios a la red de transmisión utilizando estas tecnologías.

Sin embargo, el almacenamiento se considera como un generador bajo licencia, por lo que el gobierno tiene poder en la decisión de otorgar dichas atribuciones, además de restringir la capacidad de la instalación.

Finalmente, en lo que respecta al almacenamiento distribuido, Irlanda cuenta con un mercado competitivo para el suministro de clientes residenciales. Esto conlleva que las empresas cuenten con flexibilidad para ofertar tarifas a sus clientes.

2.3.2. Asia

a) Japón

En Japón existe una dependencia extranjera por el suministro fósil, por lo que sus políticas energéticas han optado el uso de energía nuclear. Esto ha llevado al uso de centrales de bombeo como complemento, con el fin de proveer flexibilidad.

Además, Japón no se encuentra interconectado con ningún país, por lo que distintas alternativas de almacenamiento son activamente analizadas. [1]

El suministro de energía en Japón proviene de empresas verticalmente integradas, por lo que el negocio de una central de bombeo es formar parte de un mix de generación que genere un ahorro en sus operaciones.

Sin embargo, Japón está en un proceso de liberación de mercado, donde a las empresas propietarias de centrales renovables se les obliga instalar sistemas de almacenamiento para mitigar peligros de seguridad.

b) China

El principal dueño de las centrales de bombeo y de la infraestructura energética del país es el estado, encontrándose el mercado eléctrico en China parcialmente liberado. [30]

Debido al rápido crecimiento económico que ha tenido últimamente el país, junto a la gran inserción de energía eólica, China optó por invertir en centrales de bombeo en los 90'. Estas no se consideraba parte de la expansión del parque generador desde las primeras centrales de bombeo en los 70'. [1][5]

Dependiendo de dónde se encuentran ubicadas, las centrales de bombeo operan bajo diferentes mecanismos de precios.

Los propietarios pueden ser tanto empresas dueñas de la infraestructura eléctrica, como privados terceros, donde el riesgo está sujeto al mecanismo de precio adoptado. [16]

Los mecanismos de precio en China se diferencian en *Single energy-based price mechanism*, *Two-part price mechanism*, *Single capacity-based price mechanism* y *T&D tariff mechanism*.

El primer mecanismo se basa en venta de energía a un precio regulado por el método *feed-in-tariff*, por lo que existe un riesgo en que la central no opere lo suficiente para recuperar la inversión. Al considerar sólo el concepto de energía en la tarifa, los servicios de potencia no son percibidos.

El segundo, divide en pagos por energía y por capacidad, también según *feed-in-tariff*, donde reflejaría de mejor manera los servicios que aportan este tipo de tecnologías.

El tercero, y el más utilizado, se basa en que un agente independiente recibe una renta por la instalación a un precio regulado según el estado, con una tasa de retorno razonable.

Finalmente, el cuarto mecanismo reconoce a los sistemas de almacenamiento parte de la infraestructura de la red. De esta manera el proyecto recupera los costos a través de los ingresos por los cargos de uso cobrados al cliente final.

2.3.3. USA

Actualmente en los Estados Unidos no existe una regulación estandarizada para las centrales de bombeo en los distintos RTO y ISO, lo que prácticamente se resume en una operación totalmente determinada por el operador del sistema o en una operación determinada por el dueño de la central.

Se ha identificado tres órdenes de la FERC que han dado las directrices para el desarrollo para los sistemas de almacenamiento. [6]

- *FERC Order 755*: Promueve un desarrollo en tarifas y protocolos respecto a recursos de regulación. Se desarrolla ya que los sistemas de regulación que son más rápidos, disminuyen el tiempo de estabilización de la frecuencia, por lo que se utiliza menos energía. Con esta orden se incentiva mediante un pago por desempeño ("*pay for performance*"), por lo que implícitamente se beneficia a los sistemas de almacenamiento por su velocidad de respuesta.
- *FERC Order 745*: Promueve el progreso de la industria de respuesta de la demanda, en donde en octubre del 2015 se dictaminó como buena política, dada la cantidad de servicios que se pueden ofrecer al gestionar el consumo de los clientes, con el soporte de la instalación de tecnologías de almacenamiento.
- *FERC Order 1000*: Refiere a que operadores del sistema de transmisión se abran al mercado obteniendo productos de servicios complementarios que actualmente se encuentran fuera de mercado.

a) PJM

En este mercado, la FERC ha clasificado las distintas tecnologías con el motivo de reconocer su desempeño en regulación. En esta clasificación, tecnologías como baterías y volantes de inercia son categorizadas como centrales de baja capacidad y rápida respuesta. [15]

Para el caso de una central de bombeo, su operación es programada por despacho óptimo calculado en el *Day-ahead market*. Por consiguiente, el dueño no debe realizar ningún tipo de oferta. Esto se diferencia del mercado en Midcontinent MISO, donde el dueño debe preocuparse de pronosticar los precios de mercado para ofertar un despacho adecuado. [13][14]

b) CAISO

Al igual que PJM, CAISO cuenta con un mercado abierto de energía en conjunto de un mercado abierto de servicios complementarios y de regulación.

Con el fin de determinar en qué mercado pueden participar los distintos generadores, estos son organizados en dos grupos: Regulation Energy Management (REM) y Non-Regulation Energy Management (Non-REM).

La regulación clasifica a los sistemas de almacenamiento como *Non-Generator Resource (NGR)*, facultándolo a ser reconocido por los grupos anteriormente mencionados.

Además, el dueño de almacenamiento es el responsable de ofertar, por lo que el riesgo de operación es totalmente del propietario.

Es importante notar que este mercado tiene un control de acceso bien definido para cada tecnología, donde el almacenamiento ha sido claramente reconocido por la regulación. [13][18][17]

2.3.4. Conclusiones respecto a la regulación internacional.

Referente a la regulación de mercados internacionales, se puede concluir lo siguiente.

- Falta una clasificación detallada para los sistemas de almacenamiento en la regulación a nivel internacional, sin reconocerse su naturaleza mixta como generador y consumo. Esto ha provocado incertidumbre regulatoria, donde los proyectos han tenido que ser analizados caso a caso.
- Las políticas de integración renovable no están alineadas con el almacenamiento. Esto último, debido a que sólo se incentiva la inversión en fuentes renovables no convencionales, pero no considera al almacenamiento como complemento.
- No se encontraron incentivos a instalar centrales renovables “despachables”, a pesar de facilitar la operación del sistema.
- La mayoría de los sistemas de almacenamiento fueron construidos como soporte de energía nuclear en contextos de mercados monopólicos. Esto refleja que aún existen falencias en el diseño de mercados más competitivos, limitando la integración del almacenamiento.
- En mercados con operación coordinada, la operación del almacenamiento se encuentra en manos del operador del sistema. No obstante, existen casos de lo anterior en mercados con operación descentralizada.
- Finalmente, existe un rechazo por parte del regulador en aceptar que el TSO y el DNO sean dueño del almacenamiento. Por consiguiente, es importante que la regulación defina qué agente tomará el rol de definir el mix óptimo de almacenamiento para el sistema eléctrico.

En conclusión, el problema se engloba en que la tecnología de almacenamiento ha madurado más rápido que sistemas de tarifas y su regulación. Esto ha provocado barreras para posibles modelos de negocios.

2.4. Experiencia Nacional

2.4.1. Antecedentes

En Chile se ha evidenciado una fuerte inversión en centrales renovables no convencionales, las cuales generan que el sistema gestione de mejor manera el combustible de menor costo, pero quedando expuesto al uso del combustible más caro. Esto es producido dado que las tecnologías ERNC exigen mayor flexibilidad en el sistema por su gran intermitencia.

Los sistemas de almacenamiento aportan flexibilidad, dejándose de utilizar el combustible más costoso. Esto provoca una mayor independencia energética del país.

En los últimos años, el desarrollo de una regulación chilena para sistemas de almacenamiento ha dado sus primeros pasos. Sin embargo, el país no ha quedado al margen de generar señales de incertidumbre respecto al desarrollo regulatorio.

Por ejemplo, el pago por potencia de suficiencia se podría reconocer el desempeño de centrales de almacenamiento, o centrales renovables “despachables”.

No obstante, el país se encuentra en el proceso de diseñar un mercado de servicios complementarios para el 2021, donde las centrales de almacenamiento pueden ser competitivas.

En el Anexo A se revisa la evolución de la legislación relativa al pago por potencia de suficiencia y servicios complementarios.

Chile tiene la experiencia de las centrales BESS, propiedad de la empresa AES Gener, instaladas en el SING con una capacidad de 32 MW. Estas son operadas en caso de que la desviación de la frecuencia sobrepase ciertos límites. Además, la empresa Valhalla se encuentra desarrollando el proyecto “Espejos de Tarapacá”, el cual traerá consigo 300 MW de potencia instalada para bombear agua del mar. [29].

Sin embargo, el caso de las baterías de AES Gener fue un caso controversial el año 2009, donde se tuvieron que resolver discrepancias ante el panel de expertos respecto a su remuneración. El panel definió que estas pueden ser utilizadas para cumplir obligaciones de prestar reservas de CPF, participando de las transferencias económicas de energía, pero no de potencia.

Por consiguiente, el interés en instalar almacenamiento se encuentra en cumplir con la obligación de reserva para control primario de centrales térmicas que opera en el SING, el cual corresponde al 7% de su capacidad

El pago recibido por el servicio de CPF tiene relación a la inversión necesaria para proveerla con la misma central térmica, lo cual es auditado y no significativo. No obstante, el propietario recupera la inversión del sistema de almacenamiento tras maximizar la inyección de sus centrales térmicas.

El actual proyecto de ley que modifica el D.F.L. 4 ya identifica distintas tecnologías de almacenamiento, donde su operación queda en manos del operador del sistema (Coordinador Nacional).

Para el caso de centrales de bombeo, su operación se precisa en el “Reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica”.

A pesar de la dificultad que tiene la regulación para dejar conforme a todos los participantes del mercado, hubo reacciones por las bajas exigencias que tienen las centrales de bombeo para el pago por potencia.

2.4.2. Reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica.

El actual reglamento fija un procedimiento de la operación por parte del coordinador para las centrales de bombeo igual o superiores a 200 MW sin variabilidad hidrológica.

Para este tipo de centrales se definieron dos tipos de operación, denominados “*Modo Bombeo*” y “*Modo Generación*”, en el cual los retiros realizados por el primer modo serán destinados sólo a la operación misma de la planta, y no para la comercialización de clientes libres o regulados,

La programación tiene como fin la operación de la central con tal de minimizar los costos sistémicos, como se presenta en la Ilustración 2-1. En dicha programación participa activamente tanto el operador de la central de bombeo como el coordinador, reflejándose una cierta flexibilidad al momento de la decisión.

El operador semanalmente debe comunicar el programa de bombeo, en un horizonte de tiempo que el coordinador determinará dependiendo de las características técnicas de la central.

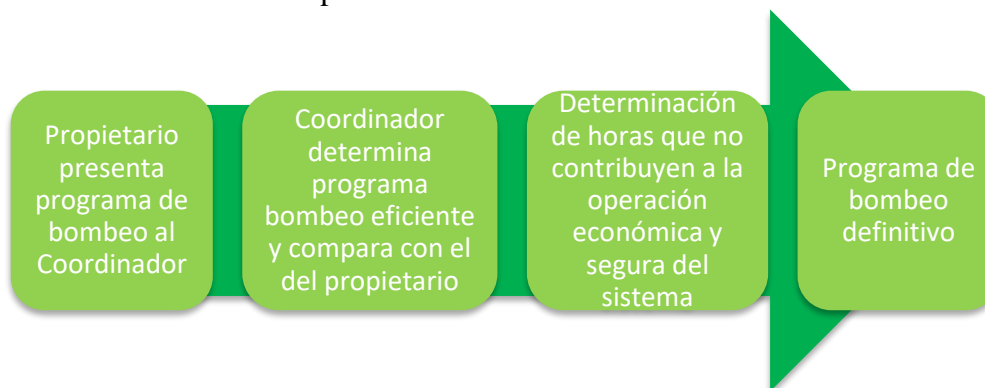


Ilustración 2-1 Programación de la central de bombeo. **Fuente:** Documento que aprueba reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica.

La idea de la determinación de las horas que no contribuyan a la operación económica y segura del sistema es intentar penalizar a las centrales en caso de que se escoja un programa de bombeo diferente al óptimo. Esta penalización se verá reflejada en el balance de potencia, teniendo la central que pagar en caso de tener niveles superiores de carga al óptimo en las horas de punta.

Es importante notar que, tanto en cualquiera de los dos modos, la central participa en las transferencias por servicios complementarios.

a) Modo Generador

Se realiza un despacho centralizado de acuerdo con un costo variable valorizado según el retiro de la central a precio de mercado spot, durante una venta de valorización, ajustado por un factor que refleje pérdidas en la operación de la central. La fórmula se detalla en la ecuación (2.1).

$$CV = \frac{\sum(P_{spot_h} * E_{retirada_h})}{E_{retirada_{total}}} * \eta \quad (2.1)$$

Respecto a las transferencias de potencia, se considerará para la potencia inicial el factor de disponibilidad según (2.2) y (2.3). La Potencia Inicial de la Central de Bombeo corresponderá al producto del valor de potencia máxima de la unidad generadora por el menor valor del factor de disponibilidad de los últimos 5 años

$$FD = \frac{\sum_{i=1}^{H_A} n_i}{H_A} \quad (2.2)$$

$$n_i = \min\left(\frac{h_i}{5}, 1\right) \quad (2.3)$$

Donde:

h_i = Cantidad de horas en que la Central de Bombeo hubiese podido operar a potencia máxima de acuerdo a la cota informada en la hora i .

H_A = Horas totales del año correspondiente. Para el primer año de operación de la Central de Bombeo, este valor se contará a partir de su fecha de entrada en operación

Luego, para potencia de suficiencia definitiva, se calcula su indisponibilidad forzada según aquellas horas en que no incurra en el despacho, o que cargue en horas las cuales fue considerada para descarga.

b) Modo Bombeo

El modo bombeo es un retiro más del sistema, pero en este caso queda exento de varias obligaciones, las cuales se presentan a continuación:

- No deben acreditar el 5% de inyección ERNC.
- No deben pagar peajes por uso de la red
- No participan en las transferencias por precios estabilizados.
- No se consideran para certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada.

2.4.3. Conclusiones sobre la experiencia nacional

Referente a la experiencia nacional, se puede concluir lo siguiente:

- La LGSE ya reconoce las tecnologías de almacenamiento.
- Se ha aprobado un reglamento que incentiva la instalación de centrales de bombeo, basado en dejar exentos de exigencias a los propietarios.
- El desarrollo del almacenamiento en Chile dependerá de cómo se desarrolle el pago por potencia de suficiencia y el futuro mercado de servicios complementarios.
- No existe una clasificación robusta de servicios complementarios en la cual se diferencie el desempeño entre las distintas tecnologías. Esto último, dado el mejor desempeño por parte de los sistemas de almacenamiento en comparación a otras tecnologías.
- Se debería considerar realizar una mejor política para el pago por potencia, el cual considere tecnologías de almacenamiento en centrales renovables no convencionales.
- Finalmente, no se ha encontrado una regulación que incentive el uso de sistemas de almacenamiento en la distribución.

3. Modelos de negocios para sistema de almacenamiento

3.1. Marco conceptual general

El modelo de negocio de una empresa es el mecanismo por el cual intenta lograr ingresos y beneficios. Para que este sea exitoso, el modelo debe contestar ciertas preguntas, las cuales son fundamentales para que el negocio funcione en cada una de las etapas que constituyen el camino que lleva al consumidor final.

Es así como un modelo de negocios debe encontrar una necesidad que afecte a un cierto público objetivo, identificando el mercado en el cual hay de desenvolverse para proveer los distintos servicios o productos.

El modelo debe contestar cuál es la propuesta de valor, cuáles son los flujos de ingresos y su estructura de costos, cuáles son los canales de distribución y comunicación, y cuál es la relación con el cliente y otros actores del mercado.

Para el fin del presente trabajo, un modelo de negocio se aproximará a identificar los siguientes elementos de valor, los cuales dependerán del diseño de mercado y el marco regulatorio en el cual está involucrada una empresa: [16]

- Propuesta de valor: Cómo una empresa, producto o servicio, resuelve alguna necesidad o problema.
- Creación de valor: Cómo el servicio es creado y proveído.
- Captura de valor: Como es monetizado el valor.

En general en la *Propuesta de valor*, el valor agregado del almacenamiento está basado en la intermitencia del suministro y la inflexibilidad de la demanda energética. Dicho valor toma fuerza dado los distintos servicios que el almacenamiento ofrece.

La viabilidad de combinar distintos servicios puede ser cuestionado dependiendo de los sectores que se encuentran regulados o desregulados en el mercado.

Por lo tanto, el desafío está en la *Creación de valor*, en el cual se debe determinar cómo los actores regulados y desregulados pueden compartir sus distintas aplicaciones, y cómo pueden ser efectivamente coordinadas. [20]

Un ejemplo de esto es que actualmente el manejo del control de frecuencia es de carácter centralizado, pero futuras tecnologías traen consigo un posible manejo de forma distribuida. Aquí el almacenamiento jugaría un rol fundamental.

Dada las múltiples aplicaciones del almacenamiento en generación, transmisión y distribución, e incluso en las actividades del cliente final, distintos enfoques son analizados.

Cada enfoque dependerá del actor involucrado y la función objetivo que su modelo busca satisfacer, ya sea maximizar utilidad, minimización de costos, minimizar riesgo, etc.

Los actores que encontramos en el mercado eléctrico cumplen roles los cuales se pueden clasificar según lo siguiente:

- **Generator Owner:** Dueño de las instalaciones de generación eléctrica
- **TS Owner:** Dueño de la red de transmisión
- **TS Operator:** Operador del sistema de transmisión
- **Market Operator (MO):** Operador de mercado. Para el fin de este trabajo se considera como operador, tanto de mercados basados en oferta (bolsas de energía), como operaciones coordinadas.
- **Trader:** Rol comercializador de electricidad con capacidad comprar y vender productos de potencia, energía y servicios complementarios.
- **DN Owner and Operator:** Dueño y operador de la red de distribución.
- **Aggregator:** Rol de agregador de servicios. Actúa como intermediario (*bróker*) entre los consumidores y el operador del sistema para proveer distintos servicios complementarios.
- **Industry:** Consumidores industriales. Representa clientes de grandes consumos.
- **House Holder:** Consumidores residenciales.

Los actores del mercado interactúan entre sí como se detalla en la Ilustración 3-1, indicando acciones operativas. En el mapa, se denotan con colores los distintos roles, con el fin de indicar sus principales características.

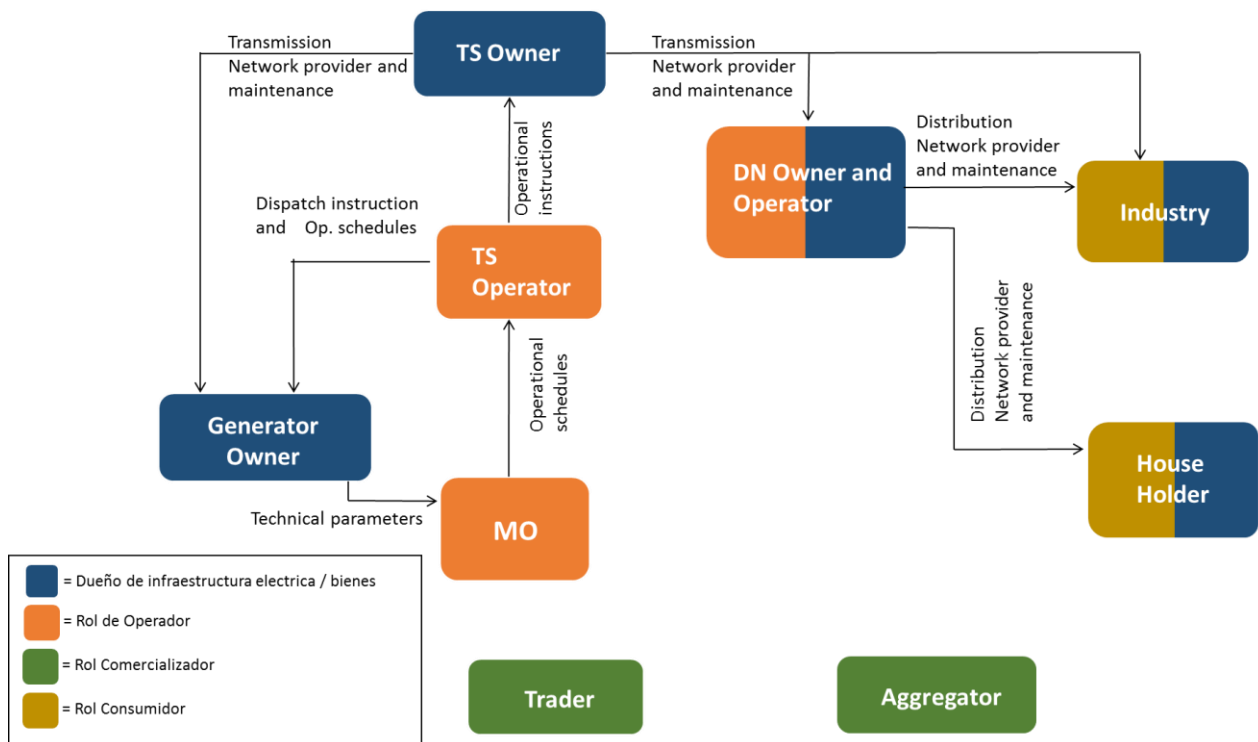


Ilustración 3-1 Distintos actores del mercado eléctrico y su interacción relacionado a la operación del sistema

3.2. Enfoque desde el consumidor

Actualmente el desarrollo de la red de distribución tiene el desafío de expandirse de acuerdo al aumento futuro de la demanda y su variabilidad, la cual se verá fuertemente afectada por la entrada de la generación distribuida y nuevos tipos de consumo, como es el caso de los autos eléctricos.

La forma tradicional que el sistema se enfrenta a los cambios en la demanda son aumentar la instalación de tecnologías de generación y reforzar las redes de transmisión y distribución. Sin embargo, el futuro debe considerar redes más inteligentes y flexibles, en donde el consumidor tenga un rol más activo. [19]

Dado esto, es importante identificar un modelo de negocio que para el consumidor sea interesante participar del mercado eléctrico.

A priori, el consumidor busca minimizar gastos en consumo eléctrico considerando sus necesidades. Puede lograrlo siendo más eficiente, o gestionando su demanda, pero esto último tiene un grado de inflexibilidad.

Es así, como podemos identificar cuál es el valor del almacenamiento para este actor:

- Propuesta de valor: Aporta en gestionar el consumo eléctrico dada la inflexibilidad, y su aporte en servicios de energía y potencia, los cuales podrían ser de interés para el operador del sistema.
- Creación de valor: Se encuentra en facilitar el suministro eléctrico, carga de autos eléctricos, calentamiento de agua, climatización, etc., a mínimo costo. En casos que corresponda, mejorar la seguridad y calidad de suministro y minimizar las interrupciones de abastecimiento.
- Captura de valor: Consumidor percibe una tarifa, u ofrece servicios, tal que el beneficio recupere la inversión del almacenamiento y se cumplan sus necesidades de consumo.

Por lo tanto, es interesante analizar cuáles son las opciones que tiene el consumidor para interactuar con el mercado.

En general, el consumidor interactúa con un suministrador que cumpla con el rol de comercializador.

Para el caso de grandes consumos se obtiene un PPA, mientras que, en el caso residencial, puede optar a tarifas reguladas, o en otros contextos, ofertas de tarifas de un mercado “*retail*”.

En el caso de tarifas reguladas, es necesario que la legislación contemple en ellas servicios regulados los cuales el consumidor pueda escoger. [21]

De acuerdo con lo anterior, un consumidor puede optar a un modelo *detrás del medidor*, en el cual, dependiendo de las tarifas con las que cuenta (*net-billing*, *net-metering* o *feed-in tariff*), y sus necesidades (minimizar cortes de suministro, mejorar calidad de la potencia, etc), decide si invertir en almacenamiento.

Adicionalmente, el usuario podría estar interesado en la participación del mercado competitivo ofreciendo servicios de red. Mientras la regulación lo permita, esta participación podría ser de forma directa, o a través de su suministrador, el cual lo recompensa en su tarifa. [6]

Un ejemplo de lo anterior es la empresa Smartest Energy, en Inglaterra, el cual cumple con el rol de agregador y comercializador. Los consumidores, mediante proyectos de almacenamiento y gestión de demanda, son recompensados en su tarifa final bajo un acuerdo con esta empresa suministradora. [23]

Por lo tanto, el modelo más viable para que el usuario pueda ofrecer servicios de red se encuentra en la interacción consumidor-agregador.

A pesar de que la experiencia internacional muestra que el resultado entre el mercado “*retail*” y el de tarifas reguladas, es el mismo en conceptos de precios bajos de energía, el mercado “*retail*” tiene menos barreras de entrada para que agentes comercializadoras innoven en modelos de negocios.

Para ilustrar esto, un consumidor podría optar a una serie de productos, ya sea de climatización, agua caliente, carga del vehículo eléctrica y eficiencia energética. Así, dependiendo de la disposición del usuario a gestionar su consumo, y la influencia que puede tener el suministrador en hacer uso de sus instalaciones (por ejemplo, usar el almacenamiento de un auto eléctrico para prestar servicios complementarios al operador), este pueda elegir una tarifa atractiva.

De forma similar, para el caso de clientes de mayor consumo, el almacenamiento también aportaría en bajar los costos por electricidad, pero, además, mejorando la calidad y la seguridad en casos en que los requerimientos del usuario estén fuera de la norma que deba cumplir la distribuidora.

Incluso aporta con cumplir obligaciones de desprendimientos de carga, con tal de no tener interrupciones en sus actividades.

La Ilustración 3-2 muestra la interacción del consumidor, dueño de sistema de almacenamiento, el cual negocia con agentes intermediarios y comercializadores. Minimiza sus costos de consumo energético, ya sea obteniendo tarifas atractivas, o pactando contratos bilaterales.

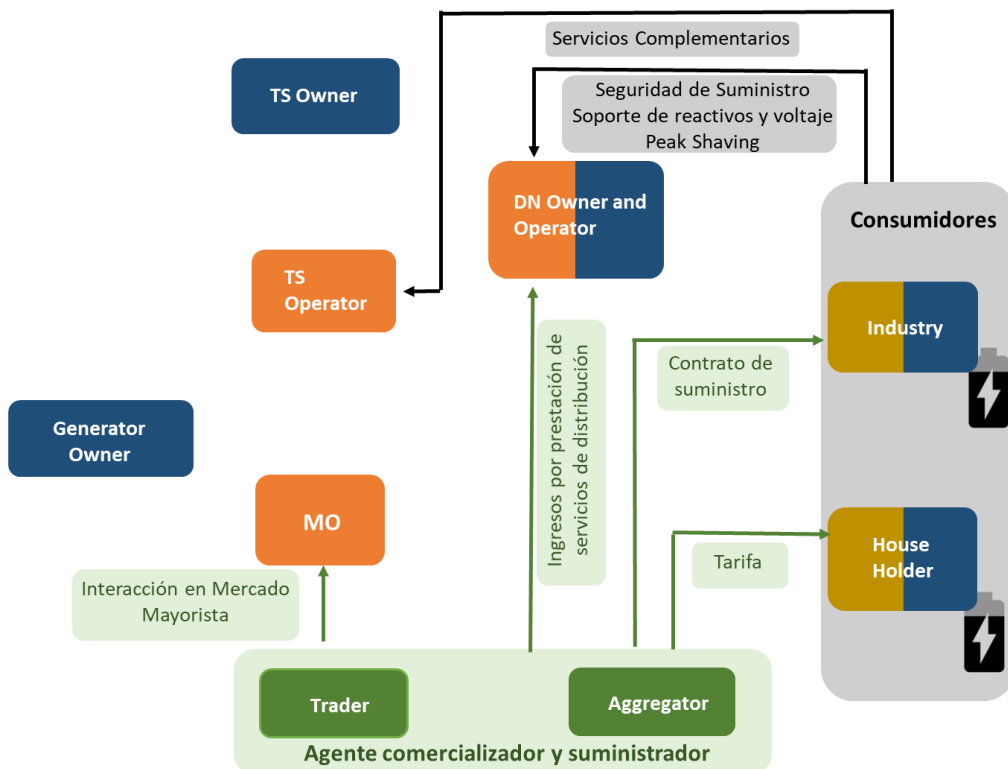


Ilustración 3-2 . Interacción de los consumidores con los distintos actores del mercado eléctrico

3.2.1. Modelos de negocios en el marco regulatorio chileno

a) Modelo de negocios: Incentivos en tarifa.

El modelo de negocios *Incentivos en tarifa*, está destinado a consumidores residenciales.

Los consumidores instalan sistemas de almacenamiento según señales de precios en sus tarifas, además de percibir beneficios por ofrecer servicios al operador de la red.

Las señales de inversión son logradas a través de la localización de incentivos en lugares donde el operador necesite aplicaciones del almacenamiento.

Los servicios de red son ofrecidos directamente al suministrador, o a través de algún agente agregador.

En este mismo sentido, los consumidores podrían recibir ofertas de productos de climatización, agua caliente, carga del vehículos eléctricos y eficiencia energética.

Sin embargo, los consumidores residenciales chilenos no pueden ofrecer servicios de red dada la falta de algún agente agregador reconocido por la regulación.

El caso residencial dependerá si en el futuro se continúa con el esquema actual de tarifas reguladas, o se cambia la estructura actual del negocio de la distribución a una más abierta y competitiva. [21]

En el caso de tarifas reguladas, se deberían contemplar servicios. Así, la distribuidora podría operar como agregador.

No obstante, no existe ninguna legislación respecto al monopolio de información sobre el comportamiento de demanda de los consumidores. Esto dificulta la entrada de empresas con modelos de negocio de eficiencia energética y modelos ESCO. [22]

Por otro lado, el caso de un negocio de distribución más abierto y competitivo, y una ley de información de consumo de los usuarios más transparente, el cliente podría optar a tarifas del resultado de la competencia entre empresas suministradoras.

Este mercado abierto provocaría que las actuales empresas de distribución pasen a ser sólo “dueños de los fierros”, lo que afectaría su BAU.

b) Modelo de negocios: Mejora en calidad de suministro.

El modelo de negocios *Mejora en calidad de suministro*, está destinado a consumidores industriales.

El consumidor crea valor mejorando la calidad y seguridad de su suministro. Esto, dado que el consumidor puede tener un requerimiento de calidad que se encuentre fuera de la norma que deba cumplir la distribuidora.

Para ilustrar esto, el consumidor puede percibir variaciones transitorias de voltaje, o presencia de armónicos, los cuales afecten al correcto funcionamiento de sus instalaciones.

Además, interrupciones en el suministro pueden generar al consumidor pérdidas económicas en sus actividades.

Un ejemplo es la participación en el esquema de desprendimiento automático de carga (EDAC). Este servicio es remunerado de forma regulada en caso que se acumule una cantidad de eventos dentro de una ventana de tiempo.

Por consiguiente, el consumidor podría mejorar su calidad de consumo eléctrico, y además minimizar las interrupciones, obteniendo una remuneración dependiendo de la cantidad de eventos que preste el servicio de EDAC.

Esta idea es ilustrada en la Ilustración 3-3.

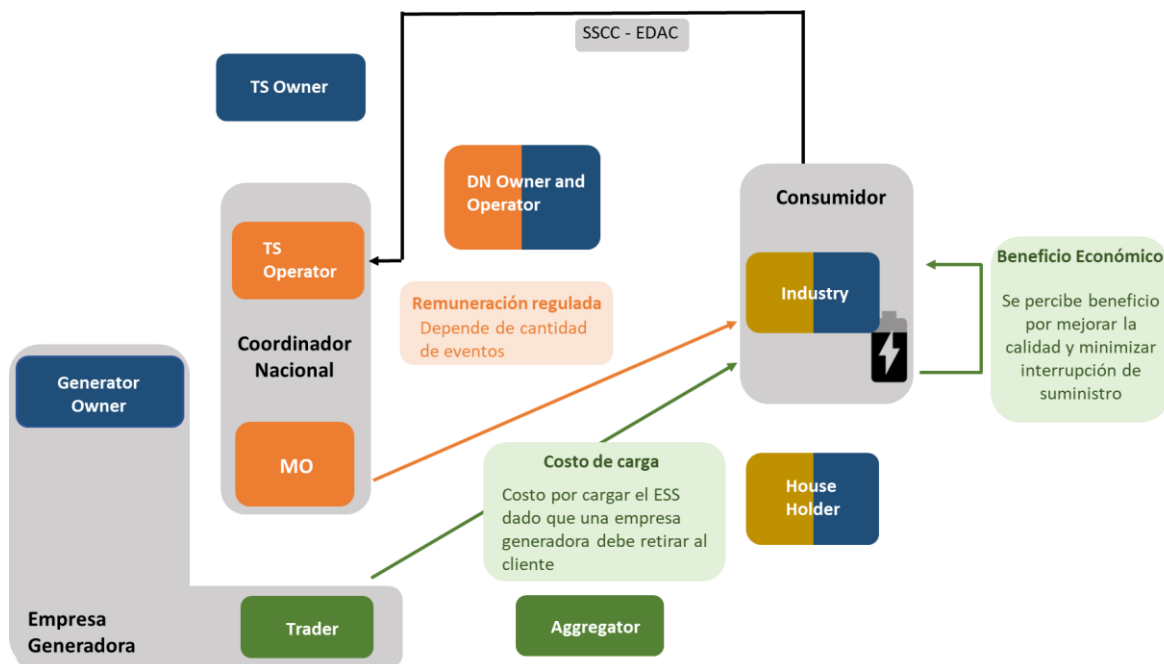


Ilustración 3-3. Modelo de negocios mejora en calidad de suministro. Consumidor es propietario del ESS

c) Modelo de negocios: Gestión energética y respuesta de la demanda.

El modelo de negocios *Gestión energética y respuesta de la demanda*, está destinado a consumidores industriales. Se excluyen los consumidores residenciales dado que su participación en el mercado no es directa, sino que a través de las señales de precios otorgadas por algún suministrador.

La posesión de un sistema de almacenamiento podría tener un valor agregado si se tiene la opción de participar activamente en el mercado con servicios de respuesta de la demanda y desplazamiento horarios de energía.

Esta participación puede ser de forma directa, como a través de un contrato pactado con alguna empresa distribuidora o generadora.

Para ejemplificar en el contexto nacional, un conjunto de consumidores podría instalar una central de baterías cerca de su sub-estación basado en un modelo de *Mejora en calidad de suministro*. Adicionalmente, puede rentar la inversión a través de un PPA con alguna central generadora, con tal de cumplir sus obligaciones de CPF.

Este último caso se presenta en la Ilustración 3-4.

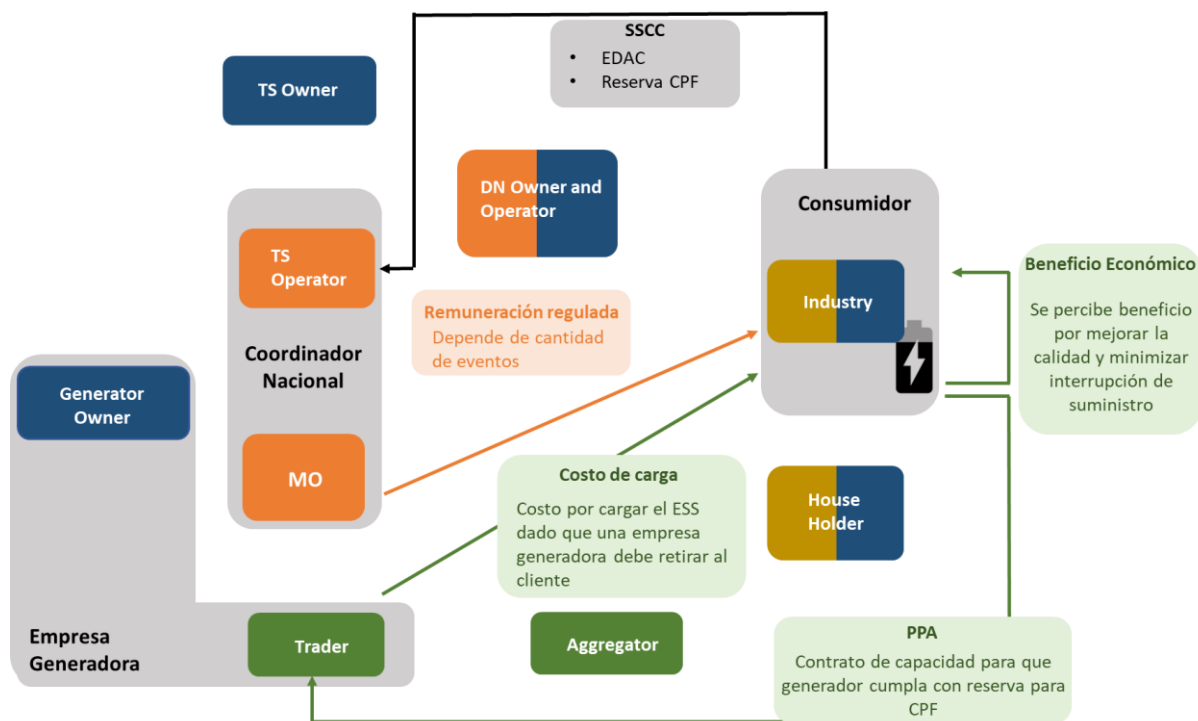


Ilustración 3-4 Modelo de negocios participación en mercado de servicios complementarios. Consumidor es propietario del ESS

3.3. Enfoque desde el generador

Desde que la operación económica deja de ser centralizada en varios países, se pasa a un esquema en el cual la producción de electricidad está en manos de privados. Así, el negocio del generador es la maximización de sus ingresos participando en un mercado de electricidad.

Esta participación puede ser basado en inversiones, para el caso de países en el cual la operación económica es coordinada y parcialmente regulada. Por otro lado, en países donde la operación económica es descentralizada y desregulada, las empresas toman riesgos de oferta según señales de mercado.

En la literatura se encontró que un sistema de almacenamiento no es rentable basándose como proveedor de un solo servicio. En ese mismo sentido, el desafío se encuentra en maximizar su utilidad aprovechando sus múltiples servicios.

Las empresas generadoras buscan ofrecer distintos productos en el mercado eléctrico, ya sea en el de energía como en el de capacidades y de servicios complementarios. Por lo tanto, el almacenamiento tiene un valor según lo siguiente:

- Propuesta de valor: Aporta en flexibilidad para un aumento de la penetración renovable en un sistema eléctrico.

Cumple con ser complemento para la decisión en inversión en tecnologías ERNC, ya sea por el costo de inversión competitivo que puede tener cierta tecnología, como por la misión de una empresa en ser renovable.

- Creación de valor: Los sistemas de almacenamiento pueden mover bloques de energía, proveer capacidad para la suficiencia del sistema, además de servicios complementarios como reservas sistémicas, control de tensión, seguimiento de carga, y servicios de seguridad como partida en negro y estabilidad angular de rotor.
- Captura de valor: Dependiendo de la función objetivo del suministrador. Por un lado, puede ser una maximización de utilidades en una participación de mercados, mientras que otro enfoque es utilizar el almacenamiento para minimizar el riesgo financiero para cumplir contratos de suministro.

En la Ilustración 3-5 se presenta la interacción de una empresa generadora dueño de almacenamiento en un mercado eléctrico.

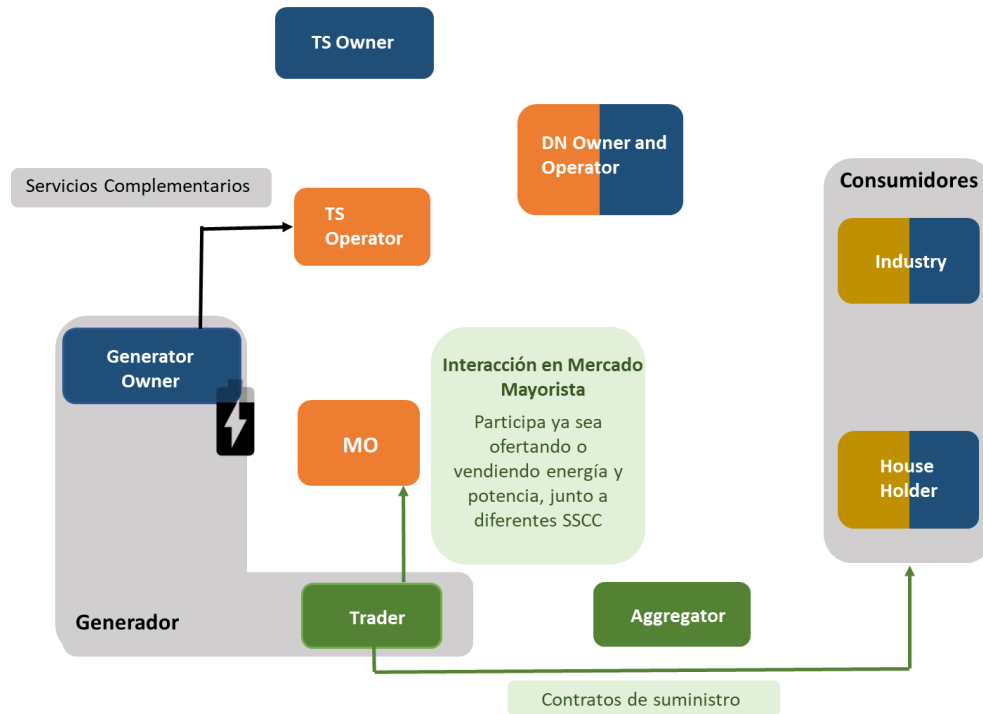


Ilustración 3-5 Interacción de empresas generadoras en el mercado eléctrico

3.3.1. Modelos de negocios en el marco regulatorio chileno

El negocio de las empresas generadoras en Chile considera un negocio de operación y otro de comercialización. En el negocio operacional las empresas buscan maximizar los ingresos producto de sus inversiones. Para su formalización, en (3.1) se presenta la función objetivo.

$$F.O \left\{ \max \left[\sum_i^I (P_{suf_i} \times P_{pot}) + \sum_i^I \left(\sum_h^H (E_{h,i} \times CMg_h) \right) - \left(\sum_i^I \left(\sum_h^H (E_{h,i} \times CV_i) \right) + CU_i \right) \right. \right. \\ \left. \left. \pm \sum_i^I \left(\sum_h^H (SSCC_{h,i} \times P_{SSCC}) \right) \right] \right\} \quad (3.1)$$

Sea:

I = Portafolio de generación

H = Conjunto de horas del periodo de evaluación

P_{suf_i} = Potencia de suficiencia de la central i

P_{pot} = Precio de potencia de suficiencia

$E_{h,i}$ = Energía suministrada en la hora h , por la central i

CMg_h = Costo marginal en la hora h , en la barra de inyección de la central i

CV_i = Costo variable de la central i

CU_i = Cargo por uso de red producto de la inyección de la central i

$SSCC_{h,i}$ = Servicio complementario en la hora h por la central i

P_{SSCC} = Precio por el servicio complementario $SSCC$.

El último termino de (3.1) refleja la necesidad de prestar o comprar servicios complementarios del sistema, producto de la inyección del portafolio de generación.

Por otro lado, en el negocio de la comercialización, la empresa busca obtener contratos de suministro, el cual también está sujeta a cargos por uso de red y servicios complementarios.

Sin embargo, los cargos por uso de red están afectos por el periodo de transición al sistema de estampillado, mientras que el precio por servicios complementarios está sujeto a la entrada de su mercado el 2021. (Anexo A.b)

El balance entre el negocio operacional y el de comercialización son los ejes principales para las decisiones de inversión, ya sea buscando maximización de utilidades como en minimización de riesgos.

Es por esto que el mercado chileno es principalmente basado en riesgos de inversiones y no en riesgos de oferta. La Ilustración 3-6 se presenta la interacción de empresas generadoras en el mercado eléctrico chileno.

Se ha demostrado que, en un mercado centralizado basado en costos como el chileno, el valor de un sistema de almacenamiento aumenta cuando su operación provee distintos servicios. Por lo tanto, es importante analizar los ingresos percibidos por un almacenamiento luego de sus posibles operaciones. [11]

En ese sentido, se debe analizar el efecto en (3.1) dada la adición de un sistema de almacenamiento al portafolio de generación.

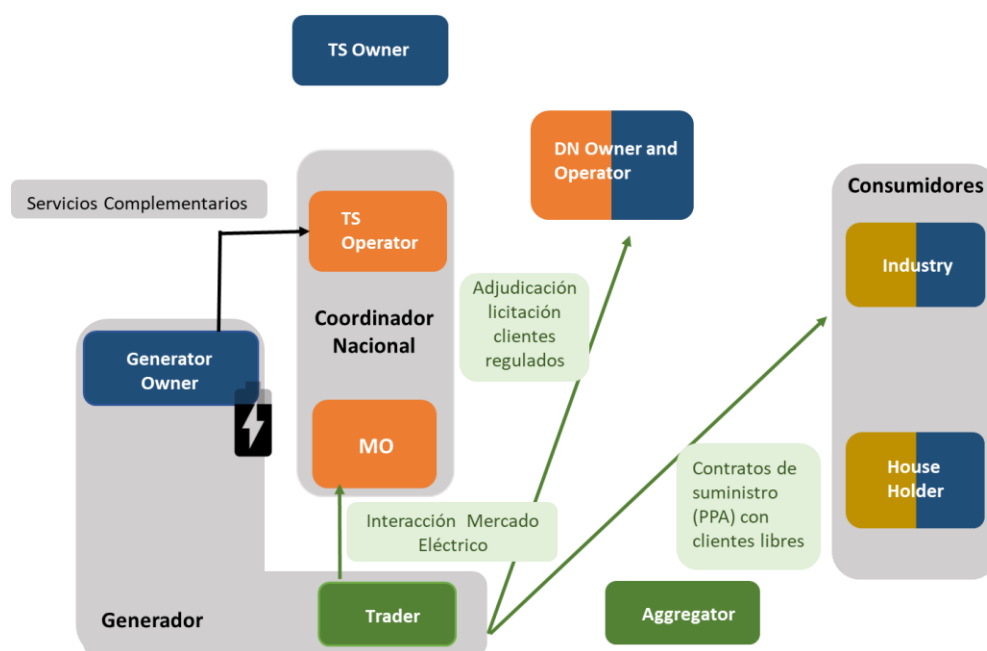


Ilustración 3-6. Participación de empresa generadora en el mercado eléctrico chileno. La empresa es dueña del sistema de almacenamiento.

a) Modelo de negocio: Oferta de servicios complementarios.

El modelo de negocios *Oferta de servicios complementarios* se basa en percibir ingresos producto de la oferta de distintos servicios de almacenamiento, ya sea en mercados como en licitaciones por SSCC.

Este modelo de negocios está conceptualizado para cualquier escala de almacenamiento, en vista de que en el Artículo 72-2 de la LGSE identifica que empresas pueden dirigir su negocio solamente a servicios complementarios.

El modelo considera aplicaciones de reserva para control de frecuencia, seguimiento de carga, partida en negro y regulación de tensión.

No obstante, este modelo puede ser complemento a los ingresos percibidos del mercado spot. Lo anterior depende de cuál es la tecnología de almacenamiento que se disponga.

Para ilustrar esto, empresas con sistemas con aplicaciones de potencia, como son los bancos de baterías, deben dirigir su uso a un modelo basado en prestar servicios relacionados a la seguridad del sistema.

Un caso real es el modelo de negocios del sistema de baterías de AES Gener. Se basaba en la obligación de las centrales a cumplir con un 7% de su capacidad como reserva para CPF. Esto generaba un perjuicio económico para la empresa dado el costo de oportunidad de poder inyectar dicha reserva al sistema.¹

Con la instalación del sistema BESS, las cuales son operadas ante variaciones intempestivas de frecuencia, la empresa generadora cumple con sus obligaciones de reserva de CPF. Así, ofrece el servicio, remunerado de forma regulada, y maximiza la inyección de sus centrales térmicas que operan como base.

Es importante notar que, el pago recibido por la prestación de reserva para CPF es basado en costos auditados por la inversión necesaria para prestar el servicio mediante la central térmica, y no en base a la inversión de las posibles alternativas.

Por otro lado, empresas con sistemas que almacenen grandes volúmenes de energía, como son las centrales de bombeo, deben evaluar cómo cambian los ingresos percibidos por la central al momento de adicionar la prestación de reservas sistémicas en su operación.

b) Modelo de negocio: Arbitraje de precios.

Dada la señal regulatoria del reglamento para centrales de bombeo, empresas generadoras podrían analizar cuál es su perfil de bombeo que maximice su utilidad. Este perfil puede definido con el objetivo de comprar en las horas con menores costos marginales, y ser considerada en el despacho en horas de punta.

La decisión estaría determinada por la influencia de la central en los CMg, y el balance de sus ingresos producto del arbitraje con las posibles penalizaciones en sus ingresos por potencia. Esto último, dada una operación que no contribuya a una operación económica y segura del sistema.

En el caso de centrales PMGD, esto depende si utiliza un esquema de precios estabilizados o precios del mercado spot.

¹ Este modelo de negocios consideraba la obligación de mantener reserva en giro, lo que actualmente ha cambiado desde le 2016 con la entrada de los pagos por servicios complementarios.

c) Modelo de negocio: Soporte para inyección ERNC.

El modelo de negocios *Soporte para inyección ERNC* se basa en utilizar sistemas de almacenamiento para minimizar la variabilidad del recurso y mejorar el factor de planta en su inyección.

Actualmente, las empresas que instalan este tipo de centrales tienen la obligación de contar con sistemas complementarios para mitigar problemas producidos por la variabilidad de la fuente. Sumado a esto, el dueño es responsable de indicar perfiles de disponibilidad al Coordinador.

Sin embargo, la regulación permite que estos perfiles puedan ser modificados con el uso de un sistema de almacenamiento, mejorando su factor de planta. Esta modificación puede afectar tanto en los ingresos percibidos por el mercado spot como en su potencia de potencia de suficiencia².

Además, este modelo de negocio adquiere interés en el caso que el mercado reconozca y remunere el servicio de seguimiento de carga, donde los sistemas de almacenamiento se presentan más competitivos en comparación a las unidades de generación convencionales. [37]

Debido a lo expuesto, el modelo puede ser interesante para empresas con centrales eólicas, dado que cuentan con variaciones en sus ingresos producto de la incertidumbre en los pronósticos de viento. Además, las líneas que inyectan su generación no se diseñan con la capacidad máxima de la central por razones económicas, generando recortes en su producción.

Por lo tanto, la adición de un sistema de almacenamiento aporta en mejorar el factor de planta, además de poder maximizar su generación evitando recortes.

La ilustración 3-7 presenta el ejemplo de la mejora en variabilidad y factor de planta de una central solar.

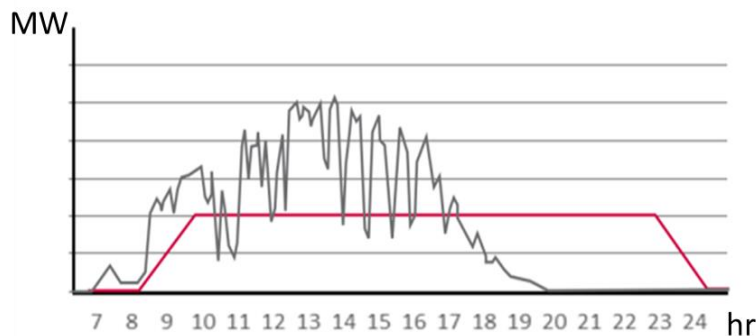


Ilustración 3-7 Ejemplo en mejora de variabilidad y factor de planta de una central virtual (curva roja). Esta mejora puede ser tanto con tecnologías convencionales como con sistemas de almacenamiento

² Según lo señalado en el Artículo 9-3 de la Norma Técnica de Potencia, la Potencia inicial de las unidades ERNC se determina según el valor resultante de multiplicar su potencia máxima por el mínimo entre: el menor factor de planta de los últimos 5 años y el promedio simple de los factores de planta para cada uno de los 52 mayores valores horarios de curva de carga anual del año anterior. Para el IFOR, este es calculado de igual manera que centrales convencionales.

d) Modelo de negocio: Complemento para portafolio de generación

El modelo de negocios *Complemento para portafolio de generación* se basa en utilizar sistemas de almacenamiento como complemento a centrales, tanto renovable como convencional.

En el caso renovable, lo ideal es contar con un portafolio en el mismo punto de retiro, con perfiles que se adecúen a la curva de consumo del cliente. Sin embargo, en la realidad esto no es así, por lo que las empresas generadoras están obligadas a localizar centrales en otros puntos de la red. Esto aumenta su dependencia al mercado spot producto de la diferencia de los costos marginales entre inyección y retiro.

Por lo tanto, este modelo puede ser conceptualizado para minimizar la variación de ingresos de un proyecto con centrales renovables, y minimizar el riesgo de suministro dada la incertidumbre del recurso.

La variación de ingresos se refiere al efecto en los ingresos producto de los distintos escenarios que pueden acontecer en el sistema eléctrico, mientras que la minimización del riesgo de suministro refiere a depender en menor medida de los costos marginales en la barra de retiro producto de variaciones del recurso.

La propuesta de valor del almacenamiento para este caso es que la empresa dependa menos de centrales convencionales en la obtención de contratos, con el fin de ser más renovable.

No obstante, también se da el caso de ser complemento a centrales convencionales. Como la operación a carga parcial requiere una menor cantidad de combustible (*heat-rate*), además que dichas centrales no se encuentran diseñadas para realizar seguimiento de carga, los sistemas de almacenamiento son una alternativa para disminuir las variaciones de generación, minimizar la cantidad de encendidos, minimizar la operación a mínimo técnico y la necesidad de mantenimientos.

3.4. Enfoque desde el operador de red

Existen distintos enfoques donde un operador de red puede ser dueño de almacenamiento. Esto depende de qué tipo de infraestructura eléctrica es dueño.

Como ya se ha mencionado, por lo general el operador del sistema de distribución es dueño de la infraestructura eléctrica.

Por otro lado, en transmisión, los países se diferencian en el grado de responsabilidad en la operación. En Chile, empresas privadas de transmisión operan la red, pero las instrucciones de operación son coordinadas por un ente estatal, llamado Coordinador Nacional.

Si bien, mientras el almacenamiento se considere rigurosamente como una tecnología de generación y no como una fuente de flexibilidad, existirán barreras regulatorias que dificultarán su implementación

En ambos casos, el negocio de la posesión de redes eléctricas para transmitir o distribuir es minimizar costos operacionales, cumpliendo obligaciones de seguridad y calidad.

Así, el valor del almacenamiento se determina según lo siguiente:

- Propuesta de valor: Aporta en cumplir con obligaciones en normas de calidad, seguridad y confiabilidad, proporcionando flexibilidad en la operación del sistema, ya sea en transmisión como en distribución.
- Creación de valor: Apoyo en perturbaciones dinámicas, control de voltaje, control de frecuencia, gestión de flujos por las líneas y otros servicios complementarios.
- Captura de valor: Minimización de costos operativos tal que cumplan obligaciones de calidad y seguridad, aumento de vida útil de líneas, aplazamiento de inversiones y remuneración por aportar en servicios complementarios.

Por lo tanto, el modelo de negocio desde el punto de vista del operador, ya sea de distribución como de transmisión, dependerá tanto de las barreras regulatorias, como el riesgo financiero que involucra poseer este tipo de tecnologías en comparación a su BAU.

Los modelos de negocios para un operador pueden ser clasificadas según en el grado de influencia por parte del operador sobre el ESS. El análisis de cada una de estas categorías es realizado según el riesgo financiero que provoca invertir en la tecnología, el beneficio que genera para el dueño y las barreras que puedan existir para su implementación. [24]

Es importante notar que cada categoría depende del mercado eléctrico que se está analizando.

Se consideran cuatro categorías de modelos de negocios:

- Dueños terceros y tercero ofrece servicios: El operador identifica sus necesidades de seguridad y calidad en distintos puntos de la red, obteniendo beneficios del almacenamiento los cuales son instalados por un tercero.

La señal de inversión se genera mediante incentivo en cargos por uso de la red, licitaciones, mercados u obligando su prestación a terceros.

- Contrato con operador de red: El operador de red es dueño del almacenamiento, lo mantiene y lo opera. Un tercero puede obtener un contrato de capacidad para utilizar el ESS y ofertar en el mercado tanto de electricidad como de servicios complementarios.

Esto último, sujeto a las instrucciones de operación por parte del operador de la red cuando el almacenamiento no es utilizado con fines de seguridad y calidad.

- Dueño operador: El operador de red es dueño del almacenamiento, lo mantiene y lo opera. La recuperación de la inversión es basada en un esquema regulado, como ocurre actualmente en el negocio de la transmisión y de las redes de distribución.
- Operador comercializador: El operador de red es dueño del almacenamiento, lo mantiene y lo opera. Es responsable de obtener ingresos y/o beneficios con el uso de la instalación, tanto minimizando costos operativos, como participando del mercado de electricidad y de servicios complementarios.

Tomando como referencia al operador del sistema, el riesgo de cada categoría se presenta en la Ilustración 3-8. Estas categorías serán utilizadas para la identificación de modelos de negocios de este enfoque.

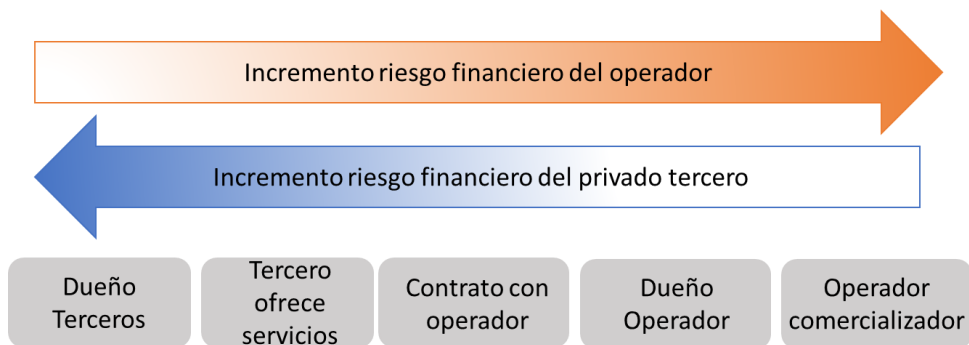


Ilustración 3-8. Riesgo del operador según categoría de modelo de negocio.

Estas categorías serán utilizadas como base para el análisis de modelos de negocios para operadores de la red de distribución y transmisión, en el marco regulatorio chileno.

No obstante, la categoría *terceros dueños del almacenamiento* corresponde a los modelos de negocios de los otros enfoques presentados en el trabajo.

3.4.1. Modelos de negocios en el marco regulatorio chileno. Enfoque desde el operador de la red de distribución.

Mayormente la infraestructura de distribución es de propiedad de quien también la opera, dando el servicio de distribución del producto electricidad. Últimamente este actor ha tenido el desafío en la expansión de la red dada la entrada de la generación distribuida.

Las principales aplicaciones de interés que provee el almacenamiento en distribución son retardos en nuevas capacidades de transmisión y el control de voltaje, donde en la práctica estos servicios pueden obtenerse tanto en el caso que la distribuidora fuera dueña del almacenamiento, como si consumidores lo fueran. [6]

Se ha identificado que para promover el desarrollo de la generación distribuida se requiere una participación más activa del DNO, abriéndose al mercado para la obtención de los servicios necesarios para cumplir con las normas de calidad y seguridad. [6] [21]

La función objetivo del operador de distribución busca minimizar costos operativos restringidos a los criterios de seguridad y calidad, estando relacionado a una ubicación óptima de almacenamiento.

La captura del valor es a través de la minimización por pagos por potencia, aplazo de inversiones, minimización de pérdidas por las líneas y ocasionalmente arbitrando precios.

En el caso de Chile, existe la barrera regulatoria de que las distribuidoras no pueden participar directamente en el mercado diario de energía, por lo que no podrían arbitrar. Si a esto último se le suma la incertidumbre en la demanda futura que licitan estas empresas, la recuperación de la inversión en infraestructura cada vez parece complicarse más.

Esto se podría solucionar con un desacople en la remuneración del VAD respecto a la cantidad de energía vendida, promoviéndose un nuevo esquema tarifario. Así mismo, si la distribuidora pudiera tener un contacto más amplio en el mercado, fomentándose la integración horizontal, el almacenamiento distribuido en Chile podría tener muchas más oportunidades de realizarse. [21]

Por lo tanto, es importante analizar los distintos modelos que se puedan dar desde este enfoque según las categorías anteriormente mencionadas.

a) Modelo de negocio: Contrato con operador de red

En este modelo el DNO es dueño del ESS. La operación y el mantenimiento es compartida con un tercero.

La distribuidora puede realizar contratos con terceros en donde se pueda utilizar el ESS para interactuar en el mercado mayorista de electricidad en momentos los cuales el DNO no lo requiera por motivos de seguridad y calidad de suministro.

El privado tercero consigue un contrato de capacidad de largo plazo con la distribuidora tal de utilizar el almacenamiento en función de su modelo de negocios. Por otro lado, la distribuidora decide en la inversión según los precios de contrato de capacidad que pueda conseguir en dicho punto, analizando precios de mercado y el costo de tradicionalmente reforzar la red según su BAU.

De esta manera, el riesgo es compartido entre el DNO y el tercero. La recuperación de la inversión por parte de los servicios que se prestan para la red de distribución es capturada mediante cargos por uso de red, mientras que los servicios de arbitraje y servicios complementarios son captados a través del tercero en el mercado eléctrico.

La coordinación de la operación de la instalación debe quedar bien estipulada en el contrato bilateral que tenga la distribuidora con el privado tercero, tal que se cumplan los requerimientos que maximicen los beneficios de ambos.

En la Ilustración 3-9 se presenta caso general donde el DNO obtiene un contrato bilateral con tercero el cual dentro de sus roles sea el de comercializador.

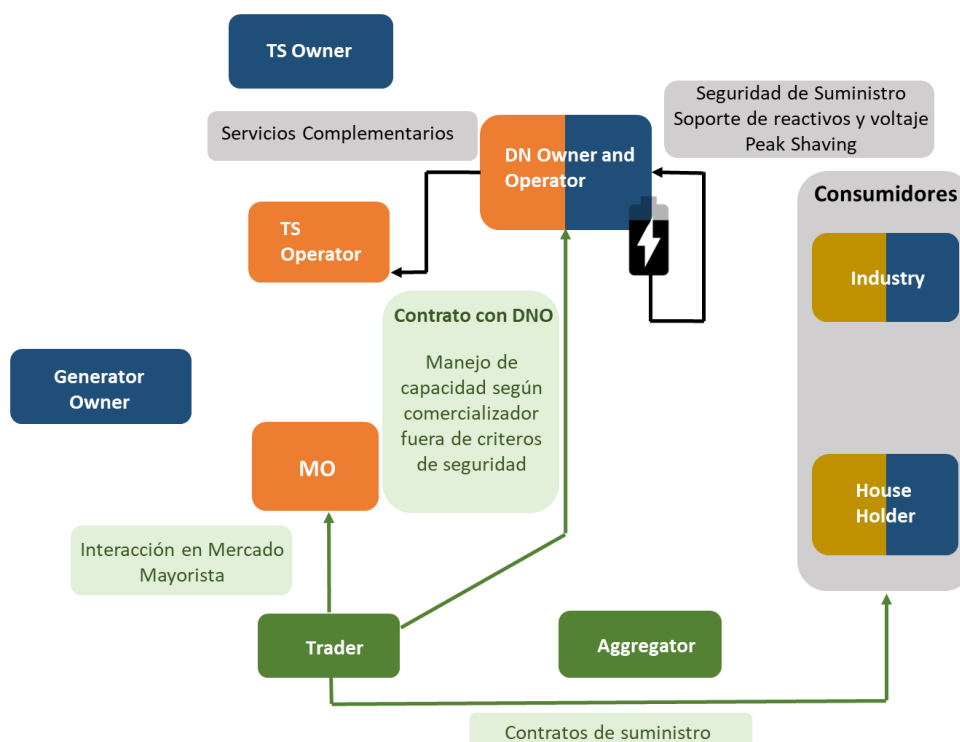


Ilustración 3-9 Contrato con operador de red de distribución. Caso general

b) Modelo de negocio: Dueño operador

En este modelo el DNO es dueño del ESS, lo opera y lo mantiene, fijándose en una localización óptima adecuado a su planificación de la red. La inversión es recuperada bajo un esquema regulado, considerándose en la tarifa de los clientes.

La principal barrera es que la regulación no identifica al ESS como infraestructura de red.

Este modelo exige principalmente un cambio regulatorio que genere que el actual rol del DNO pase a una gestión más activa de la red, pasando este a ser un DSO. Sin embargo, en materias regulatorias, el rol del DSO sólo se encuentra en una etapa conceptual. [25]

Bajo esta perspectiva no solamente el DSO tendría el desafío de coordinar los recursos distribuidos de la red, sino que también coordinar la operación entre el operador de la red de transmisión y los consumidores activos³. [25]

El DSO sería dueño del ESS distribuido, aprovechando la flexibilidad que ofrece la tecnología para operar la red. Almacena energía para que la red esté preparada en los picos de demanda, cumplimiento de compromisos de recorte de demanda y gestionando la generación distribuida para su máxima penetración.

De esta manera el DSO tendría una relación estrecha con el TSO, compartiendo la obligación de cumplir con requerimientos de balance y servicios complementarios. Sin embargo, se insiste en considerar la participación de un agente agregador que apoye en la operación del sistema, a diferencia de un DSO que se haga cargo del sistema por completo.

Este enfoque requeriría, en primer lugar, un nuevo esquema tarifario que desacople la cantidad de energía y potencia suministrada. Segundo, considerar el almacenamiento como parte de infraestructura de la red. Finalmente, se debe analizar el comportamiento comercial de suministro dada la naturaleza monopólica del modelo.

Un ejemplo en el caso chileno es que las distribuidoras tienen la facultad de cumplir el rol de comercializador y competir con las empresas generadoras en el suministro de clientes libres. Esto se basa principalmente en ofrecer precios sustentados en la minimización de los cargos de uso de red dada la localización del cliente.

La pregunta es si las distribuidoras, bajo un esquema de DSO, deberían continuar en el negocio de comercialización; y que tan dispuestas están en dejar dicho rol. [21]

³ En la literatura, el concepto de consumidor activo es conocido como *prosumer*.

c) Modelo de negocio: Operador comercializador.

En este modelo, el DNO es dueño, opera y mantiene el ESS, además de ser responsable de rentar todos los servicios que ofrece esta tecnología.

Bajo este esquema los servicios de distribución vendrían siendo financiados de una manera regulada en el cargo por uso de red, mientras que los valores de los demás servicios deben capturarse en el mercado eléctrico.

Las principales problemáticas que aparecen en este modelo son:

- Las barreras regulatorias que tiene el DNO de participar en el mercado eléctrico
- Dependiendo del grado en que financie los consumidores el ESS, puede existir un desincentivo en maximizar los servicios adicionales a los de distribución que ofrece esta tecnología.

3.4.2. Modelos de negocios en el marco regulatorio chileno. Enfoque desde el operador de la red de transmisión.

El operador del sistema de transmisión tiene la obligación de cumplir con una operación confiable, lo que considera criterios de seguridad, calidad y suficiencia. Estas obligaciones pueden ser apoyadas con aplicaciones de almacenamiento.

Así, empresas transmisoras podrían considerar estos sistemas dentro de sus planes de expansión, aportando en ser una red más estable y confiable.

Una aplicación interesante desde este enfoque es el uso de almacenamiento como soporte de red, apoyando en anomalías de tensión y mejoras en estabilidad dinámica.

Además, se podría utilizar almacenamiento como apoyo en congestiones de la red, apoyando en la gestión de flujos de la red.

Para ilustrar lo anterior, está el caso de la maximización de transferencia en horario sol en el Norte Chico. Para la incorporación de energías renovables es necesario utilizar los tramos a su máxima capacidad, por lo que se utilizan como respaldo las centrales Guacoldas para cumplir con el criterio N-1. Un sistema de almacenamiento podría cumplir dicha aplicación.

Por último, el almacenamiento puede utilizarse para retardo en inversión de nuevas capacidades de transmisión, alargando la vida útil de los activos.

En efecto, los sistemas de almacenamiento parecen ser una solución en la expansión de la red, dado el rechazo social por algunos proyectos.

Hoy en día, con el decreto 130, se ha eliminado el concepto de seguridad en el pago por potencia. El Coordinador tiene la facultad de obligar a ciertas las unidades prestar servicios, que son remunerados bajo el esquema "*costo por servicio*". No obstante, el escenario será distinto el 2021 dada la entrada del mercado de servicios complementarios. En dicho mercado, el cual aún no ha sido definido, los recursos serán obtenidos mediante subastas y licitaciones, donde empresas transmisoras también podrán participar.

Casos de empresas de transmisión dueñas de almacenamiento es el TSO Terna en Italia, el cual puede construir y operar almacenamiento distribuido (como son los bancos de baterías).

Por lo tanto, es importante analizar los distintos modelos que se puedan dar desde este enfoque según las categorías anteriormente propuestas.

a) Modelo de negocios: Contrato con operador de red

En el modelo *Contrato con operador de red*, la empresa de transmisión es dueña y mantiene el sistema de almacenamiento. La operación es compartida con un tercero. Se basa en que se puedan generar contratos de capacidad entre estas empresas y empresas generadoras.

Se establecen contratos bilaterales a precios fijos, en los cuales el riesgo de los ingresos producto de los servicios transables en el mercado son traspasados a las generadoras.

De esta forma, estos contratos consistirían en un manejo de la capacidad, donde las aplicaciones ofertadas en el mercado son utilizadas en caso de que el operador de la red no requiera al almacenamiento para fines de calidad y seguridad.

Por consiguiente, la empresa transmisora realiza un balance entre los costos por reforzar la red de manera tradicional, en comparación con invertir en almacenamiento y obtener ingresos por un contrato de capacidad con un tercero

Esta idea se presenta en la Ilustración 3-10.

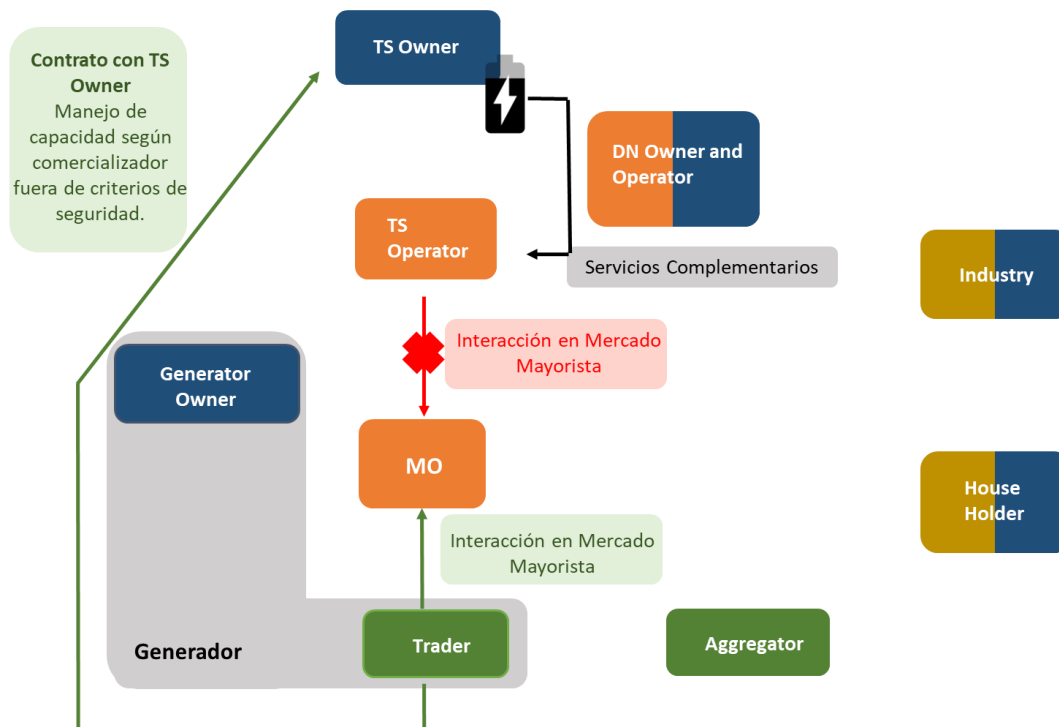


Ilustración 3-10 Modalidad de contrato de capacidad, en donde el riesgo en la participación de mercado es traspasado a una empresa generadora.

b) Modelo de negocios: Dueño operador

En el modelo *Dueño operador*, la empresa de transmisión es dueña, mantiene y opera el sistema de almacenamiento. En este caso el operador recupera su inversión bajo un esquema regulado, reconociéndose el almacenamiento como parte de la infraestructura eléctrica.

Como el almacenamiento es remunerado bajo un esquema *costo por servicio*, se le prohíbe tener ingresos basados en participación en mercados competitivos.

Los mecanismos utilizados para la *captura de valor* son pagos por servicios regulados y participación de licitaciones, los cuales tienen una renta fija capturada por los cargos de red cobrados a los clientes finales.

Ciertas aplicaciones del almacenamiento, como control de voltaje o seguimiento de carga, podrían acomodarse en la regulación actual. No obstante, aplicaciones de reservas operativas y movimiento de bloques de energía tienen importantes barreras regulatorias.

En ese mismo sentido, el arbitraje podría ser conceptualizado como un servicio y no como una estrategia de oferta de energía.

Para ilustrar esta idea, el servicio podría ser utilizado por el operador de mercado con el fin de generar señales de inversión. El dueño de la red de transmisión podría ser propietario del almacenamiento, donde la inversión se recupera por los ingresos del mercado spot bajo una operación coordinada. Así, lo que resta de la inversión es recuperada por los cargos por uso de red cobrados a los clientes finales.

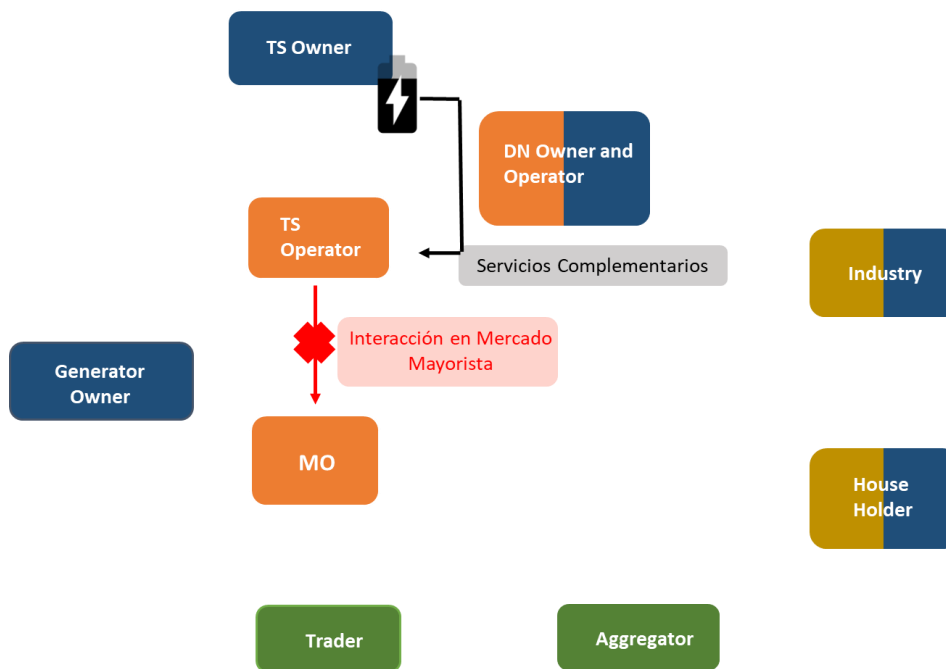


Ilustración 3-11 Modelo de negocios Dueño operador. Se presenta una interacción nula por parte de la empresa transmisoras en mercados competitivos. La remuneración del almacenamiento es basado en costo por servicio.

c) Modelo de negocios: Operador comercializador

En esta categoría la empresa transmisora es dueña, mantiene y opera el sistema de almacenamiento. Además, tiene la absoluta responsabilidad de rentar la inversión.

La empresa obtiene tanto por mecanismos regulados, como por oferta de servicios en el mercado.

En efecto, el almacenamiento es remunerado bajo un esquema *costo por servicio*, sin prohibirle tener ingresos basados en participación en mercados competitivos.

El riesgo es absolutamente por parte del operador. No obstante, para este modelo existen muchas barreras regulatorias para que empresas transmisoras participen activamente en mercados competitivos.

3.5. Enfoque desde el agregador

Para el futuro se pronostica una fuerte penetración de generación distribuida, mayormente renovable.

Para su máximo aprovechamiento se ha puesto esfuerzos en diseños de sistemas de baterías domésticas. Con este desarrollo, los distintos consumidores podrían compartir energía y potencia, pero aparentemente es imposible un control centralizado de toda la generación distribuida. [4]

Así, aparece un nuevo agente que podría facilitar este desarrollo, llamado agregador. Su negocio es agrupar pequeños productores de electricidad y consumidores con instalaciones de generación, con tal de obtener una cantidad de energía y potencia que se pueda transar en el mercado eléctrico mayorista. [4]

Esta nueva entidad en el mercado eléctrica actúa como un mediador (broker) entre los usuarios de la red de distribución y los operadores. Este actor cuenta con toda la tecnología de comunicación y control para poder ser la interfaz entre los usuarios y el operador de distribución y transmisión. [31]

Por lo tanto, la función objetivo del agregador es maximizar su utilidad en base a los ingresos obtenidos por los servicios entregados al operador del sistema, menos las compensaciones entregadas a sus clientes

La principal aplicación del agregador es proveer gestión de la demanda al operador del sistema obtenida de consumidores, con los cuales se negocian compensaciones económicas con tal de modificar su curva de consumo.

Debido a esto, los sistemas de almacenamiento pueden cumplir un rol fundamental en el desarrollo de un modelo de negocios para el agregador, identificándose lo siguiente:

- Propuesta de valor: Con sistemas de almacenamiento, la generación distribuida puede ofrecer servicios que aporten flexibilidad en la operación del sistema eléctrico.
- Creación de valor: El agregador cuenta con infraestructura para agrupar una cantidad de energía y potencia que pueda ser transable en el mercado.
- Captura de valor: El agregador oferta distintos servicios complementarios al operador.

Por lo tanto, el agente con rol de agregador interactúa con los demás actores de mercado según se muestra en la Ilustración 3-12.

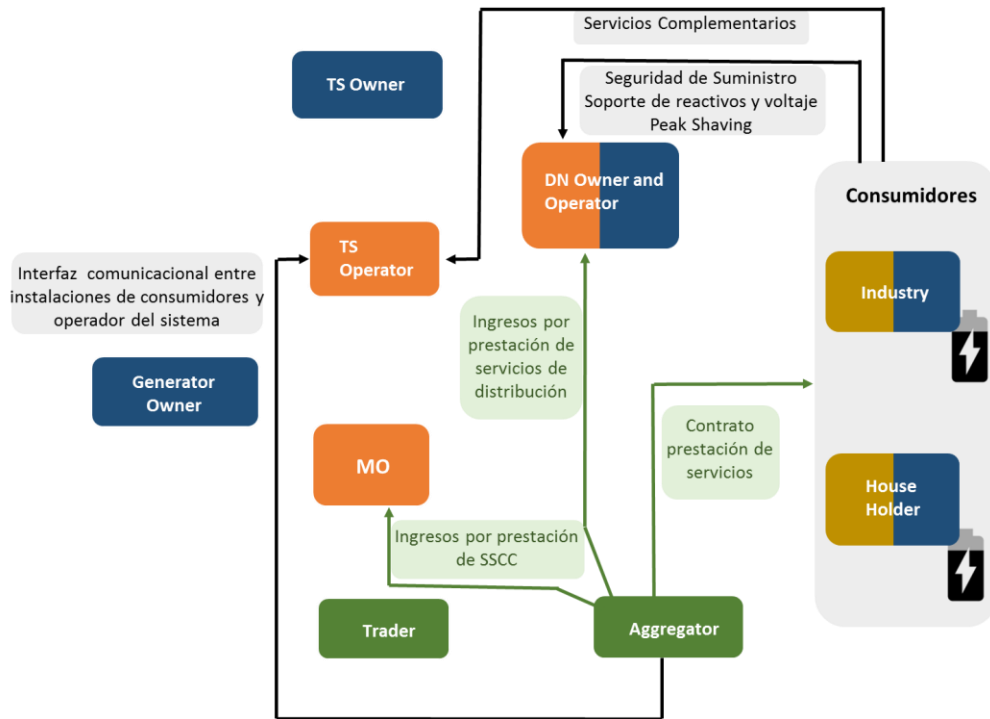


Ilustración 3-12 Interacción del agregador con los otros agentes en el mercado eléctrico

3.5.1. Modelos de negocios en el marco regulatorio chileno

En el contexto nacional, existen barreras de entrada para la participación de terceros en negocios en los cuales se encuentran monopolizados, como es el de distribución.

La distribuidora tiene el monopolio de información del consumo de los clientes, por lo que sin una política que gestione esta información de forma correcta, es difícil la entrada de un agente agregador que pueda proveer servicios como el de gestión de la demanda.

Sin embargo, el Coordinador Nacional enfrenta el desafío en la operación de las centrales PMGD y PMG, las cuales tendrán una gran penetración en los próximos años. La regulación podría considerar que empresas dueñas de estos generadores tengan la obligación de sujetarse a un centro de control para su despacho, con tal de aliviar el trabajo del Coordinador.

Estos centros de control podrían ser la infraestructura de empresas agregadoras, la cuales, agrupando energía y potencia, podrían ofertar tanto servicios complementarios como suministro de energía. Esta última idea, en el contexto nacional, se presenta en la Ilustración 3-13.

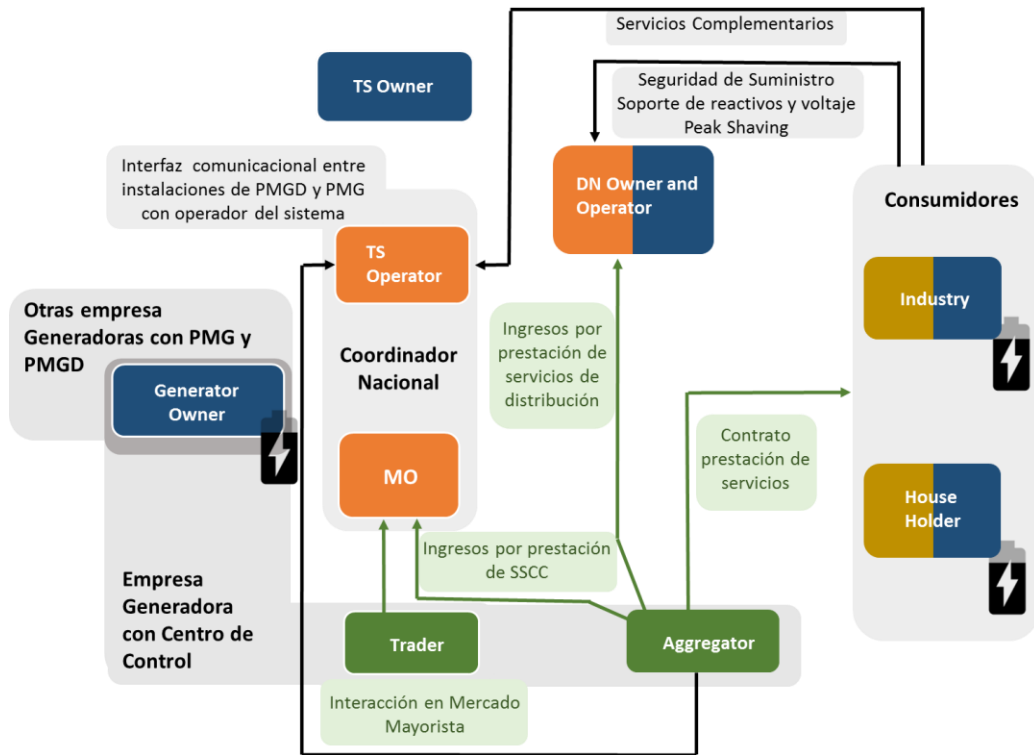


Ilustración 3-13 Ejemplo en el marco de mercado chileno en donde una empresa generadora con centro de control cumple rol de agregador de generación distribuida proveniente tanto de pequeñas empresas como de consumidores.

3.6. Análisis de los modelos de negocios

Ante los modelos de negocios descritos en el presente capítulo, se puede notar que su desarrollo dependerá de la flexibilidad regulatoria con la cual se cuente.

Tomando como referencia al operador de red, los modelos de negocios pueden ser analizados según su riesgo de control, financiero y regulatorio.

En el caso de tomar como referencia al TSO, los modelos de negocios planteados se pueden ordenar según dichos riesgos. Esto es presentado en la Ilustración 3-14.

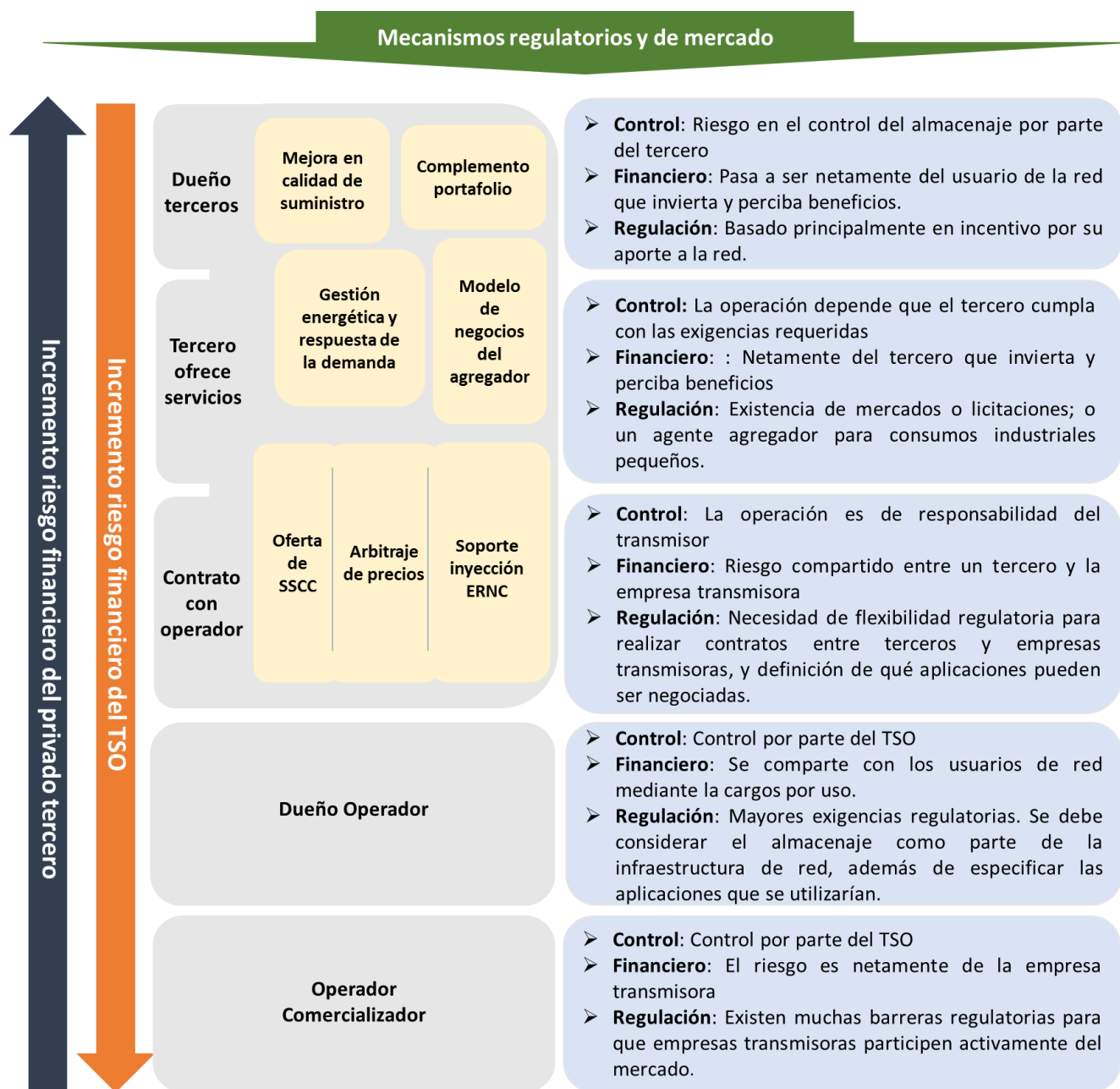


Ilustración 3-14. Riesgo de los distintos modelos de negocios, tomando como referencia al operador del sistema de transmisión

En el extremo superior, modelos en los cuales terceros asuman el riesgo depende de gran medida de incentivos. Por otro lado, modelos en los cuales el operador asuma un mayor riesgo, se cuenta con barreras regulatorias y cambios en la estructura de cargos por uso de red.

No obstante, parece interesante que la regulación se desarrolle a una que encuentre un equilibrio entre el riesgo asumido por empresas de distribución, transmisoras, generadoras y consumidores.

En relación con esto último, un caso a analizar es si empresas de transmisión puedan ser dueñas de centrales de bombeo. Esto, dado que las aplicaciones que aporta esta tecnología son interesantes en el negocio del transmisor, pero, podrían obtener beneficios del mercado energético.

La discusión se encuentra definir cómo las utilidades producto de estos ingresos deben ser tratadas. Por un lado, podría ser considerado como un ingreso tarifario, y que lo que reste de la inversión sea remunerado mediante los cargos por uso de red. Por otro lado, el riesgo del arbitraje puede ser traspasado a una empresa generadora mediante un contrato de capacidad.

Una señal regulatoria respecto a lo anterior es que el Coordinador, bajo el artículo 72-7 de la LGSE, tiene la facultad de instruir prestación obligatoria de servicios complementarios, pero también, podrá realizar subastas o licitaciones luego de un análisis de condiciones de mercado. (Anexo A)

Así, dependiendo de la naturaleza de los requerimientos, podrán participar todos los coordinados, donde las infraestructuras nuevas serán recuperadas en el cargo único de clientes finales, mientras que los recursos serán remunerados a cargo de los retiros que efectúen las empresas generadoras.

Esto dependerá de los servicios que serán requeridos, lo que dependerá de las normas técnicas que actualmente se encuentra realizando la CNE.

Cabe destacar, la importancia de que “alguien” asuma el rol de determinar el mix óptimo de almacenamiento necesario a instalar en la red, de igual manera como se está considerando al Coordinador para la determinación de requerimientos de servicios complementarios y a la CNE para la expansión de la red de transmisión Nacional y determinación de polos de desarrollo.

Para el caso de tomar como referencia al DNO, los modelos de negocios los modelos se ordenan según lo presentado en la Ilustración 3-15.

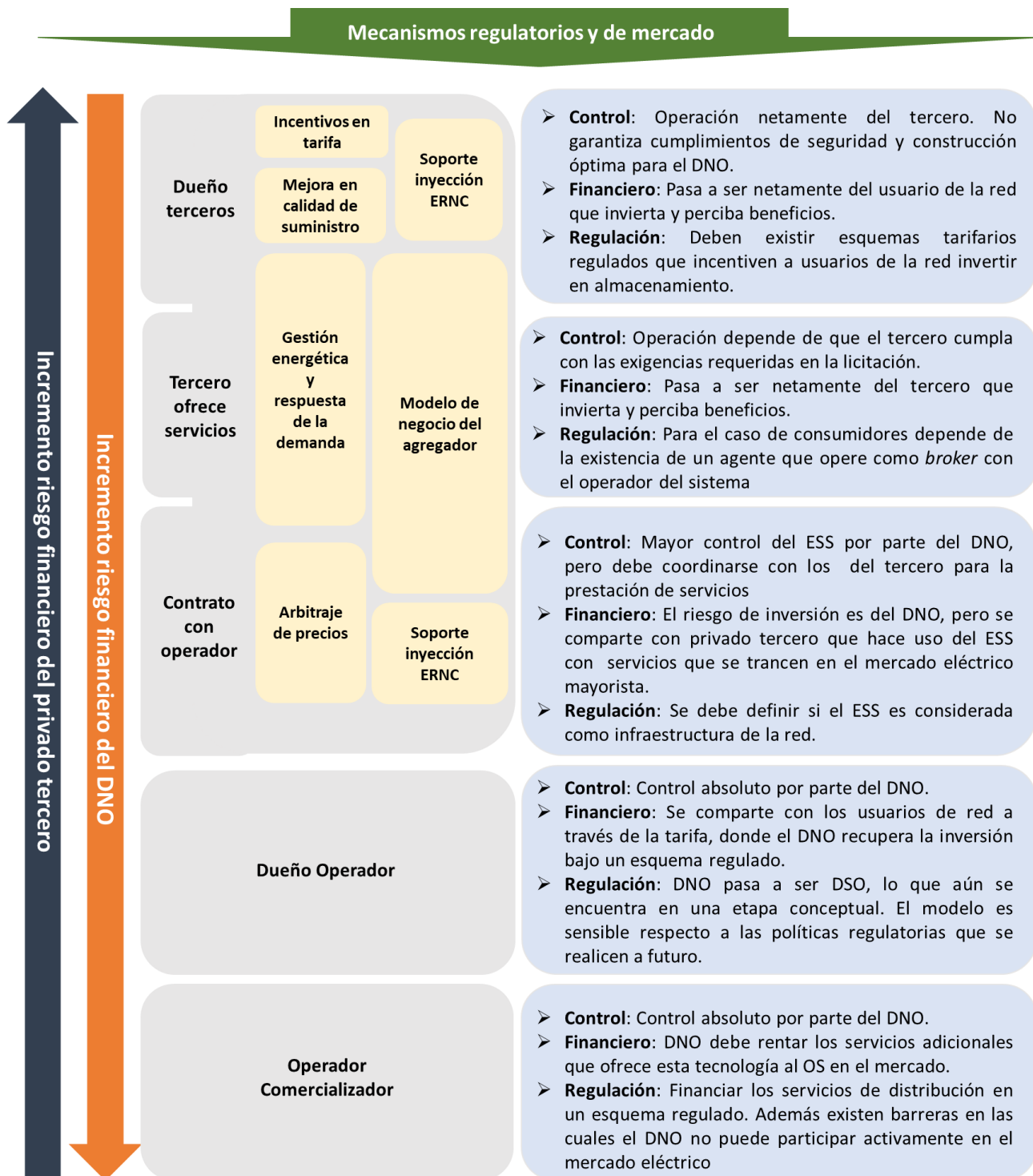


Ilustración 3-15 Riesgo de los distintos modelos de negocios, tomando como referencia al operador del sistema de distribución

En el caso de distribución, también existen intersecciones entre los posibles modelos de negocios. Casos como *incentivo en tarifas y mejora en calidad de suministro*, se considera un mayor riesgo del tercero, mientras que casos en que la distribuidora sea dueña, se necesita una modificación considerable en la regulación. Esta modificación tendría que considerar lo siguiente:

- Nueva función de la distribuidora, pasando de ser un operador de red de distribución (DNO) a un operador de un sistema de distribución (DSO).
- Nuevo esquema tarifario desacoplado de la energía, donde el almacenamiento se considere como parte de la infraestructura.
- Análisis del comportamiento comercial que pueda tener dicha distribuidora, donde probablemente deba pasar a ser sólo “dueña de los fierros”. Esto último provocaría que deban dejar el negocio de comercialización, el cual ha sido basado en minimización de cargos por uso de red.

No obstante, nuevamente parecen ser más viables modelos de negocios los cuales los riesgos sean compartidos entre agentes. Un caso es la intersección entre el modelo *soporte de inyección ERNC* con el modelo de *contrato con operador*.

Para ilustrar este caso, actualmente la subestación Lebu cuenta centrales eólicas PMGD las cuales han generado congestiones en algunas horas en el sistema de sub-transmisión. A priori, un sistema de almacenamiento aportaría en minimizar su variabilidad y mejorar el factor de planta, teniendo la empresa generadora todo el riesgo de rentar la inversión.

Sin embargo, la distribuidora tiene por obligación dar acceso a este tipo de proyectos, por lo que ven también una oportunidad en su negocio tras aplazar inversiones que amplíen la capacidad de la subestación.

En efecto, se identifica que se debe trabajar en una regulación más flexible para que puedan desarrollarse modelos de negocios con estas tecnologías.

4. Propuesta de valor de un sistema de almacenamiento bajo una operación coordinada

4.1. Introducción

Con la finalidad de identificar las necesidades y desafíos que se requerirán a nivel sistémico en el futuro, se consideró simular el SEN esperado al 2021. con distintos casos de sistemas de almacenamiento. Esto último, con la idea de identificar la propuesta de valor que aportan este tipo de tecnologías.

Este capítulo consta de tres secciones. En la primera sección presenta la metodología utilizada para simular el sistema eléctrico nacional. La segunda sección describe los escenarios de parques generadores considerados. Finalmente, se presentan los casos de sistemas de almacenamientos simulados.

4.2. Metodología

Las metodologías de simulación utilizada consideran datos de demandas y costos de combustibles proyectados para el 2021, además de series hidrologías y requerimientos de reservas según estudios publicados por el Coordinador.

Para el desarrollo de las simulaciones se utilizó un software, proporcionado por la empresa consultora SPEC Ltda., el cual proporciona herramientas para resolver problemas de despacho económico tanto de largo plazo como de corto plazo.

La Ilustración 4-1 resume la metodología utilizada en el presente trabajo.

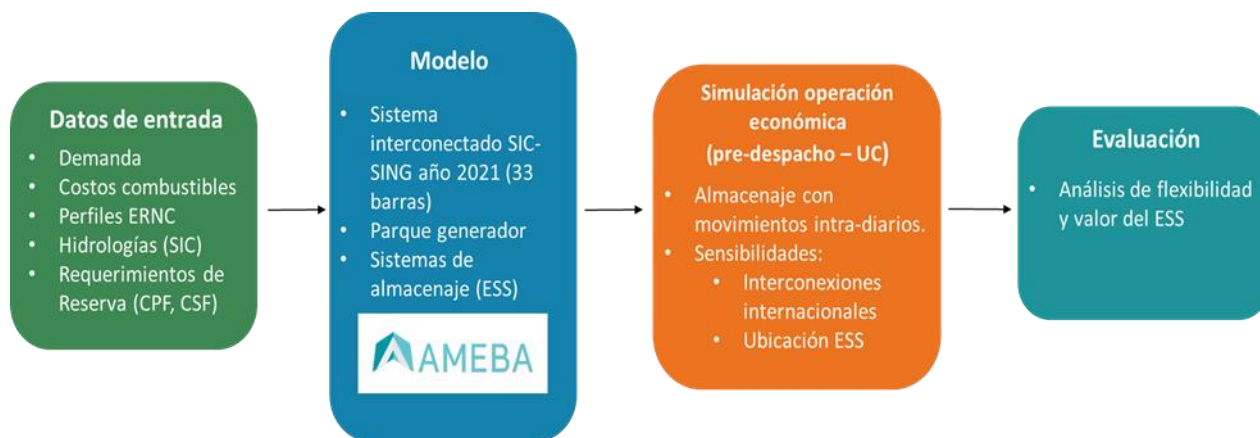


Ilustración 4-1 Estructura de la simulación. Elaboración propia

Los supuestos considerados para los distintos escenarios y sensibilidades son los siguientes:

- Se simula el sistema eléctrico nacional con una versión simplificada de 33 barras, considerando plan de expansión troncal definida por la CNE al 2021. El sistema es presentado en la Ilustración 4-2.
- Los pronósticos de precios de combustibles son los publicados por la CNE. Para casos de algunos generadores se utilizaron los costos utilizados en la modelación para el cálculo del precio de nudo de corto plazo del abril 2016.
- La expansión del parque generador convencional es basada en el informe técnico para el cálculo de precio de nudo de corto plazo de abril 2016, adicionando las centrales Kelar y Ujina en el parque del SING.
- Los criterios utilizados para los escenarios hidrológicos, las posibles ubicaciones del ESS y la capacidad renovable que soporta el sistema, fueron basados en estudios publicados por el CDEC SING. [26] [27] [32]
- El criterio utilizado para la interconexión internacional con Perú es basado en el estudio de Deloitte. [28]
- Para los requerimientos de reserva del sistema se consideró uno basado en los estudios de requerimientos de reserva y control de frecuencia realizados por el Coordinador, en conjunto con un requerimiento basado en errores de pronósticos de las fuentes ERNC. [33] [34]

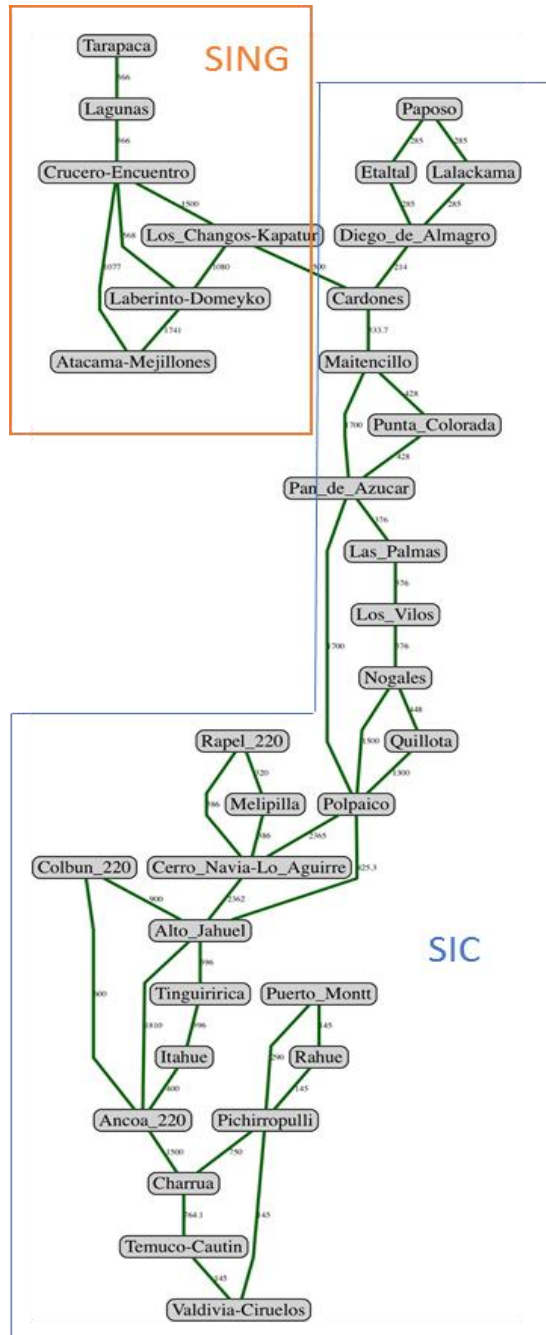


Ilustración 4-2 Sistema simplificado de 33 barras del SEN.

4.2.1. Perfiles ERNC.

Para los perfiles de sol y viento, se utilizaron los datos obtenidos del Explorador solar y el Explorador eólico de la Universidad de Chile. Estos perfiles son utilizados como pronósticos para la operación del 2021.

4.2.2. Reservas sistémicas

La reserva operativa del modelo considera un enfoque de co-optimización para el cumplimiento del requerimiento de reserva. La gestión de las reservas es realizada según dos áreas de control que representan al SIC y al SING.

Para las reservas operativas se consideraron requerimientos de naturaleza estocástica, el cual se considera un criterio ingenieril basados en los estudios del Coordinador

Dicho criterio indica que las reservas operativas deben cumplir con (4.1), donde R_{CPF} y R_{CSF} corresponden al control primario y secundario de frecuencia respectivamente. Estos son basados en los Estudios de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas publicadas por el Coordinador. [33]

$$Reserva\ total \geq R_{CPF} + R_{CSF} \quad (4.1)$$

4.2.3. Series hidrológicas

En el presente trabajo se consideraron tres series hidrológicas para representar los escenarios de hidrología húmeda, media y seca. Las series fueron escogidas bajo el criterio utilizado en el último estudio ERNC publicado por el CDEC SING, y la información proporcionada por el Centro de Energía de la FCFM. [27]

Para la hidrología húmeda se utilizó el 2002, el año 1989 para la hidrología media, y el año 1968 para la hidrología seca, como se presenta en la Ilustración 4-3.

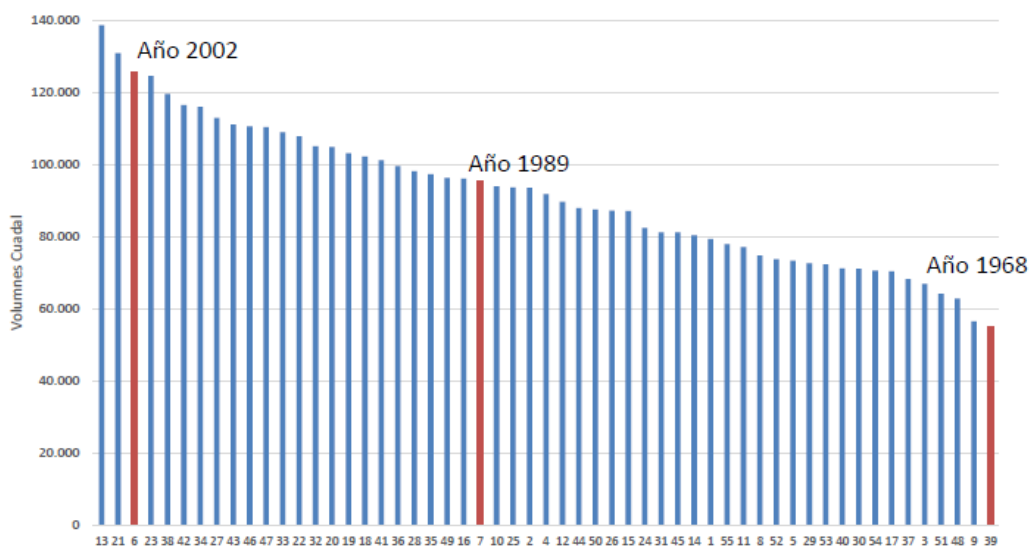


Ilustración 4-3 Volúmenes caudales utilizados en la simulación para la representación de hidrologías húmeda, media y seca.
Fuente: Estudio ERNC 2016 CDEC SING

4.2.4. Metodología de simulación

Las simulaciones consideran dos pasos principales. El primero corresponde a una operación de largo plazo del sistema, utilizando el algoritmo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming Algorithm), del cual se rescatan las cotas iniciales y finales de los distintos embalses para cada semana.

Las cotas obtenidas del SDDP representa la mejor decisión de gestión del agua bajo el supuesto de la incertidumbre de las posibles hidrologías que puedan ocurrir en los años venideros al 2021. Esto último se realiza principalmente por la existencia de grandes embalses en el SIC, como el caso del Laja, el cual tiene una operación inter-anual.

El segundo paso corresponde a utilizar un algoritmo de optimización, el cual, utilizando variables binarias, realiza un *Unit Commitment*. El resultado obtenido entrega el despacho de las unidades, sus ciclajes, variaciones en su operación y sus exigencias en mantener reservas sistémicas. Esto se presenta en las Ilustraciones 4-4 y 4-5.

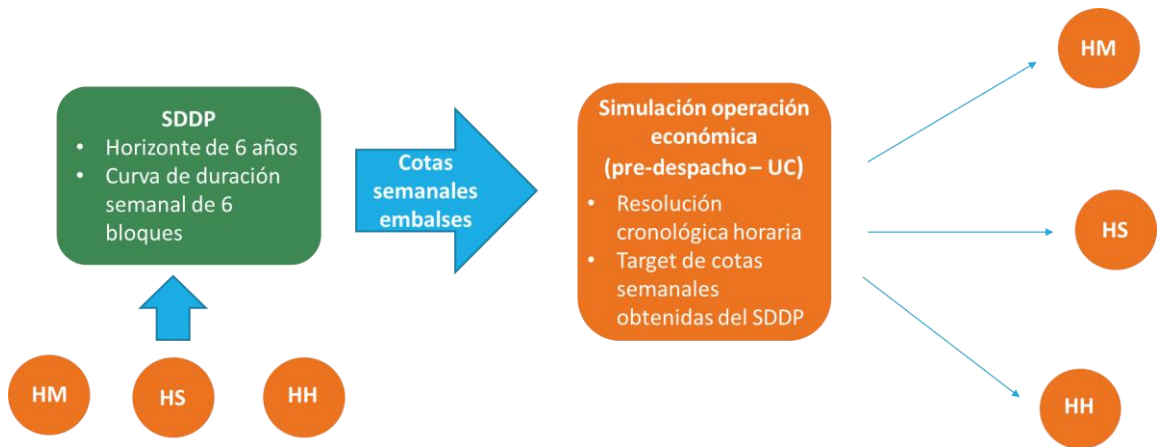


Ilustración 4-4 Metodología de simulación. Elaboración propia

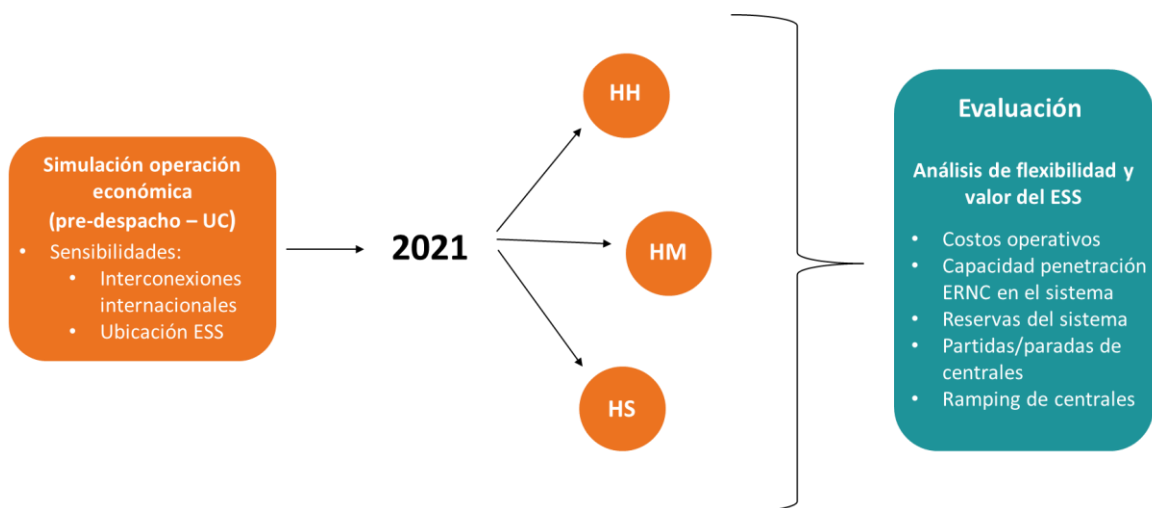


Ilustración 4-5 Resultado de UC con sensibilidades hidrológicas para el 2021 y sus datos de salida. Elaboración propia.

4.3. Escenarios del parque generador

A continuación, se presentan las principales características de cada uno de los escenarios del parque generador considerados.

4.3.1. Escenario base (BAU)

Este escenario considera la expansión del parque generador del informe técnico definitivo para la fijación del precio de nudo de corto plazo de abril 2016.

4.3.2. Escenario ERNC

Escenario de alta penetración renovable, el cual, adicionalmente a la expansión considerada en el escenario base, se agregan proyectos del resultado de la licitación 2015, junto con proyectos renovables para suministrar clientes libres que esperan su aprobación para la puesta en marcha.

No obstante, se realizó una correlación entre la capacidad renovable que soporta el sistema junto con el resultado de las licitaciones de suministro regulado con el fin de identificar un escenario que técnicamente sea factible. Esto último, se realizó en base a estudios ERNC publicados por el Coordinador [26][32]

En la Ilustración 4-6 se presenta la comparación de capacidades utilizadas en el escenario BAU y en el ERNC. [27]

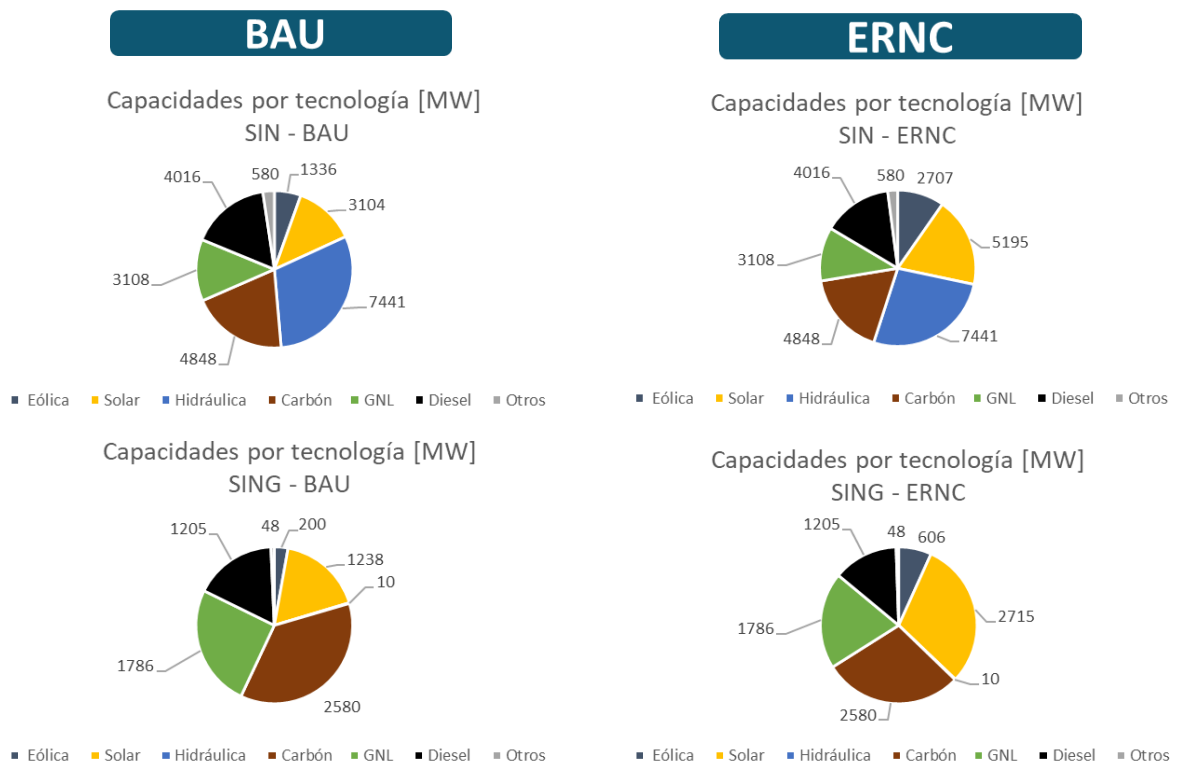


Ilustración 4-6. Capacidades instaladas del parque generador por escenario

4.4. Sensibilidades de ubicación de sistemas de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional bajo escenario de alta penetración ERNC.

Para identificar cual es la propuesta de valor de un ESS en el SEN, se consideró como sensibilidades la instalación de sistemas de almacenamiento en el escenario ERNC, bajo un esquema de operación coordinada. Sus ubicaciones fueron basadas en los estudios publicados por el Coordinador.

Se considera la instalación de sistemas de almacenamiento genéricos en las barras de Lagunas y Los Changos – Kapatur, con capacidades de movimiento de bloques de energía intra-diarios, pero sin prestación de reservas operativas.

Además, se considera el caso de una posible interconexión entre Chile y Perú. Esto, dado que se ha identificado la posibilidad de realizar la interconexión a baja escala entre las subestaciones de Parinacota, por el lado chileno, y Los Héroes, por el lado peruano. [28]

Esta interconexión no provocaría un efecto significativo en la operación del sistema, por lo que para dicha interconexión se simula a Perú como un generador con costo variable igual al CMg histórico de la sub-estación peruana.

Por lo tanto, se consideran las siguientes sensibilidades:

- Caso ESS 1: Un sistema de almacenamiento genérico 300 [MW] y 1000 [MWh], con una eficiencia de 80%, ubicado en barra Lagunas.
- Caso ESS 2: Dos sistemas de almacenamiento genéricos de 300 [MW] y 1000 [MWh], con una eficiencia de 80%, ubicados en barras Lagunas y Los Changos-Kapatur respectivamente.
- Caso ESS - Perú: Un sistema de almacenamiento genérico de 300 [MW] y 1000 [MWh], con una eficiencia de 80%, junto a una interconexión con Perú de 190 [MW] en la barra Lagunas.

Cabe destacar que para el Caso ESS – Perú, se analizará sólo su efecto en los costos marginales y en los márgenes operacionales del almacenamiento.

5. Modelos de negocios para una empresa generadora.

En la presente sección se muestran los casos seleccionados de modelos de negocios para sistemas de almacenamiento, considerando el enfoque de una empresa generadora.

Primero se presenta el modelo de *Arbitraje de precios*, basado en la aplicación de movimiento de bloques de energía. Luego, se presenta el modelo de *Oferta de servicios complementarios*, donde adicionalmente el sistema de almacenamiento puede ofrecer reservas sistémicas, participando en el mercado de servicios complementarios. Finalmente, se presenta el modelo de *Soporte a inyección ERNC*, donde se concibe al almacenamiento para la mejora del factor de planta de una central solar.

5.1. Arbitraje de precios

Dada la necesidad de aumentar la penetración ERNC, un sistema de almacenamiento tiene la propuesta de valor de aportar flexibilidad al sistema eléctrico mediante el movimiento de bloques de energía. No obstante, bajo una operación coordinada, no necesariamente se maximiza su captura de valor.

El presente modelo tiene como objetivo evaluar el caso en que el dueño de una central de almacenamiento tenga la facultad de determinar su perfil de carga y percibir un margen operacional superior al de una operación coordinada.

5.1.1. Metodología

Se propone una metodología basada en la hipótesis de que existe un perfil de carga que maximiza el margen operacional, siendo este superior al margen resultante de una operación coordinada.

La metodología consiste en encontrar dicho perfil, pero considerando que la descarga siempre es producto de un despacho coordinado.

Debido al carácter no continuo de la función de margen operacional respecto a los perfiles de carga y descarga, se propone un método heurístico que consta de dos fases, una de exploración y otra de desplazamiento. La primera de ellas tiene como objetivo encontrar direcciones de márgenes operacionales crecientes, y así, en la segunda fase, obtener puntos en dichas direcciones que tengan mayores márgenes.

5.1.2. Formalización del problema

Sea \vec{c}_t el vector de decisión de carga del ESS para t horas, mientras que el margen operacional producto de esta decisión es $f(\vec{c}_t)$, se puede denotar al margen operacional de una operación coordinada como $f(\vec{c}_t^{coord})$.

Si existe \vec{c}_t tal que $f(\vec{c}_t^{coord}) < f(\vec{c}_t)$, entonces la dirección dada por la diferencia vectorial entre \vec{c}_t y \vec{c}_t^{coord} define una dirección de crecimiento.

Esta metodología busca explotar dicha dirección, buscando el máximo margen operacional posible. Cabe acotar que, debido a que es un problema no convexo, no es posible asegurar la convergencia al máximo global. Sin embargo, es posible encontrar soluciones cuyo margen es mayor.

Para conseguir esto, se define el parámetro η como un factor de desplazamiento, donde para $\eta > 1$ indican puntos más alejados del perfil \vec{c}_t , y por tanto, deberían tener un margen operacional mayor. No obstante, para $\eta \gg 1$, la no convexidad implica que los crecimientos no son continuos, y por tanto, el margen operacional no es creciente.

La obtención del máximo valor del margen operacional en dicha dirección es obtenida a través de una exploración exhaustiva según (5.1), para distintos valores de η .

$$\vec{c}_t^{max} = \vec{c}_t^{coor} + \eta \cdot \Delta\vec{C} \quad (5.1)$$

No obstante, \vec{c}_t^{max} debe mantenerse dentro de una región factible, restringida por las características propias del sistema de almacenamiento.

Por consiguiente, para encontrar \vec{c}_t y \vec{c}_t^{max} se propone un procedimiento que consiste en dos fases, una fase de exploración y una fase de desplazamiento.

5.1.3. Fase de exploración

Esta fase considera adicionar un ruido gaussiano al perfil de carga coordinado, obteniendo múltiples series de carga en torno a dicha operación. Estos perfiles pueden ser utilizados para construir curvas de costos marginales vs carga/descarga en cada una de las horas de la ventana de operación. Dicha información se utiliza para determinar una operación que maximice los ingresos del mercado de energía. [35]

Esta fase consta del siguiente procedimiento:

- Al perfil de carga coordinado se adiciona un ruido gaussiano con el software MATLAB, con tal de obtener múltiples series de carga, manteniendo las cantidades de energía desplazadas.
- Luego, se realiza un despacho del ESS con el software AMEBA, usando como perfil de carga las distintas series obtenidas en la etapa anterior.
- Producto del despacho para cada una de las series, se obtienen los costos marginales horarios, junto con su respectiva curva de descarga.
- Se construyen curvas de costos marginales según distintos niveles de carga y descarga, para cada una de las horas que constituyen la ventana de tiempo de estudio.
- Con dichas curvas, se pasa a una etapa de maximización de utilidad, en la cual se determina un perfil de carga y descarga tal que maximice el margen operacional. Esto se realiza en un problema de optimización utilizando el software FICO Xpress⁴ presentado en el Anexo C.

⁴ Se utilizaron herramientas de programación lineal propias del software.

No obstante, se debe notar que la principal característica de las curvas construidas de costos marginales es que son monótonas decrecientes y discontinuas, como se presenta en la Ilustración 5-1. Esto genera que el problema de optimización sea una de naturaleza lineal entera mixta (MILP).

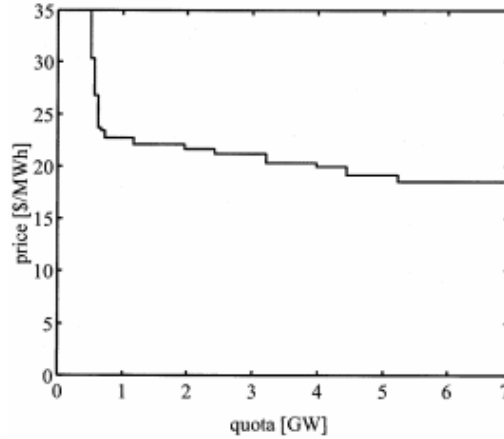


Ilustración 5-1 Curva monótona decreciente de costo marginal vs cantidad de energía inyectada al sistema. Fuente: Sebastián de la Torre, Price Maker Self-Scheduling in a Pool-Based Electricity Market: A Mixed-Integer LP Approach. IEEE

- Finalmente, nuevamente se realiza un despacho del ESS, pero con el perfil de carga obtenido en la etapa anterior.

Así, en esta fase se determina un perfil de carga \vec{c}_t , distinto al coordinado, que obtiene mayor margen operacional, pero que no necesariamente lo maximiza.

5.1.4. Fase de desplazamiento

En esta fase se calcula \vec{c}_t^{max} para distintos valores de η utilizando el siguiente procedimiento:

- Una vez encontrado \vec{c}_t en la fase de exploración, se determina la dirección $\vec{\Delta C}$ como la diferencia vectorial entre \vec{c}_t y \vec{c}_t^{cen} .
- Luego, usando (5.1), para un valor de η dado, se obtiene \vec{c}_t^{max} .
- Se acomoda \vec{c}_t^{max} con tal de que se encuentre en la región factible de operación. Esta etapa se realiza en un problema de optimización utilizando el software FICO Xpress⁵ presentado en el Anexo C.
- Se despacha el sistema de almacenamiento con el perfil de carga \vec{c}_t^{max} , y se compara su margen operacional con el resultante de una operación coordinada.

⁵ Se utilizaron herramientas de programación lineal propias del software.

5.1.5. Caso de estudio

El caso de estudio para el presente modelo de negocios es el siguiente:

- Sistema de almacenamiento genérico 300 [MW]/ 1000 [MWh]
- Ubicación: barra Lagunas.
- Eficiencia de carga de la central es de un 80%.
- Escenario parque generador: Escenario ERNC.

5.2. Oferta de servicios complementarios

En la literatura se ha encontrado que los sistemas de almacenamiento tienen un gran potencial para ofrecer distintos servicios complementarios, por lo que el presente caso tiene como objetivo evaluar la captura de valor de un sistema de almacenamiento que participe tanto en el mercado de energía como prestando reservas sistémicas en el mercado de SSCC.

5.2.1. Metodología

La metodología propuesta consiste en evaluar los ingresos percibidos en el mercado de energía y de servicios complementarios, considerando un despacho de la unidad de carácter coordinado.

La evaluación se realizará según lo siguiente:

- La remuneración del servicio de reserva se basa en cómo se remunera la reserva en giro del sistema según el actual reglamento de servicios complementarios (Decreto 130). El sistema de remuneración por reserva en giro es explicado en el Anexo A.c.
- El costo variable de la unidad corresponde al costo ponderado promedio de carga, Para su cálculo, sea $Pspot_h$ el costo marginal en la barra en la hora h ; $Eretirada_h$ la energía en la hora h ; $Eretirada_{total}$ la energía total retirada en la ventana de valorización; y η la eficiencia de la central, el costo variable se calcula como se presenta en (5.2)

$$CV = \frac{\sum(Pspot_h * Eretirada_h)}{Eretirada_{total}} * \eta \quad (5.2)$$

- Finalmente, dado (3.1), se compara los ingresos percibidos entre un sistema de almacenamiento que sólo presta el servicio de movimientos de bloques de energía, con un sistema que adicionalmente presta el servicio de reserva en giro.

5.2.2. Criterios de reservas sistémicas

Dado los actuales desafíos para una alta penetración ERNC, para la evaluación de este modelo de negocios se consideraron dos criterios de reservas sistémicas, uno ingenieril y otro renovable.

El criterio ingenieril es el requerimiento de reserva actualmente utilizado por el Coordinador, mientras que el renovable está relacionado a la incertidumbre de los pronósticos ERNC.

a) Criterio ingenieril

Los requerimientos de reserva operativa deben cumplir con (5.3), donde R_{CPF} y R_{CSF} corresponden al control primario y secundario de frecuencia respectivamente. Estos son basados en los Estudios de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas publicadas por el Coordinador. [33]

$$Reserva\ total \geq R_{CPF} + R_{CSF} \quad (5.3)$$

b) Criterio renovable

Dada que la entrada de una mayor penetración renovable, el sistema puede exigir mayores criterios de reserva, esto implicando un aumento en el mercado de servicios complementarios. Esto último puede generar una mejor oportunidad de negocio para estas tecnologías.

Los requerimientos operativos del sistema deben cumplir con (5.4), basado en errores de pronósticos de demanda y de viento, asumiendo que ambos no se encuentran correlacionados. [34]

$$Reserva\ total \geq R_{CPF} + 3 \cdot \sigma_{pronósticos} \quad (5.4)$$

Las funciones de error de pronóstico distribuyen como variables aleatorias normales $N_i \approx (\mu_i, \sigma_i)$, por lo que su incertidumbre conjunta es caracterizada por una distribución normal de media cero y desviación estándar según (5.5)

$$\sigma_{pronósticos} = \sqrt{(\sigma_{demanda})^2 + (\sigma_{viento})^2} \quad (5.5)$$

Como los requerimientos de reserva publicados por el Coordinador ya cuentan con un enfoque basado en error de pronósticos de demanda, el requerimiento total de reserva sistémica para el estudio fue planteado según (5.6), donde se asume que R_{CPF} y R_{CSF} son los valores utilizados en el criterio ingenieril

$$Reserva\ total \geq R_{CPF} + R_{CSF} + 3 \cdot P_{viento} \cdot \sigma_{viento} \quad (5.6)$$

Además, σ_{viento} considera errores de pronósticos tanto de la zona central del SING como errores en la zona de Taltal en el SIC. No se consideraron pronósticos de viento en el Sur del SIC, dado que no se consideró infraestructura de transmisión suficiente para su inyección.

Finalmente, no se consideran errores de pronósticos solares dada la robustez actual en la estimación de este recurso. [33]

5.2.3. Caso de estudio

El caso de estudio para el presente modelo de negocios es el siguiente:

- Sistema de almacenamiento de 300 [MW]/ 1000 [MWh]
- Ubicación: Lagunas.
- Capacidad del sistema de almacenamiento de aportar reserva para control secundario de frecuencia.
- La eficiencia de carga de la central es del 80%

5.3. Soporte a inyección ERNC

El presente caso tiene como objetivo evaluar un modelo de negocios en el cual se determine un mix entre una central solar y un sistema de almacenamiento que opere como generador virtual.

Este generador virtual se declara como central solar y se despacha según un perfil de generación que cumpla con su función objetivo. El despacho se realiza informando al operador del sistema un perfil de disponibilidad con costo variable cero.

La propuesta de valor de este tipo de central es poder seguir la curva de consumo de algún cliente local, mientras que la captura de valor es minimizar el riesgo financiero de cumplir el contrato de suministro, y mejorar la potencia de suficiencia de la central ERNC.

5.3.1. Metodología

La metodología propuesta considera ubicar una central solar junto a un almacenamiento en la barra de retiro de algún consumo, tal que siga su carga horaria.

La determinación de la central virtual se basa en encontrar capacidades de ambas tecnologías que minimicen la dependencia del mercado spot para el suministro del cliente.

Para determinar dicho mix, se propone un método iterativo de optimización basado en considerar costos marginales de distintas hidrologías con sus respectivas probabilidades de ocurrencia. La función objetivo será minimizar los costos de inversión y de retiro al cliente.

Estos costos marginales son obtenidos mediante el despacho centralizado del sistema, considerando el perfil de disponibilidad entregada por la central virtual.

El método iterativo propuesto consta de las siguientes etapas:

- Se ingresan como datos de entrada la curva de consumo del cliente junto a los costos marginales de su barra de retiro para distintas hidrologías, considerando sus respectivas probabilidades de ocurrencia.
- Los datos son utilizados en un modelo de optimización que minimiza los costos de inversión y retiro considerando la ocurrencia de todos los escenarios hidrológicos, entregando como resultado capacidades de una central solar fotovoltaica y un sistema de almacenamiento, junto con su despacho óptimo.
- Luego, este despacho óptimo se utiliza como dato de entrada para una operación centralizada, la cual se modela como un perfil de disponibilidad de una central solar con costos variable cero.
- Del despacho centralizado se obtienen curvas de costos marginales para las distintas hidrologías.
- Finalmente, si la diferencia entre la norma de los nuevos costos marginales y la norma de los costos marginales considerados en la etapa de minimización de costos de inversión es mayor a un error ϵ , se vuelve a iterar utilizando los últimos costos marginales.

El método iterativo se presenta en la Ilustración 5-2, donde:

- $Perfil\ disponibilidad_n$ = Perfil de disponibilidad de la central virtual detectada en la iteración n
- $\overrightarrow{CMg_{H,n}}$ = Vector de costos marginales de la hidrología H en la iteración n

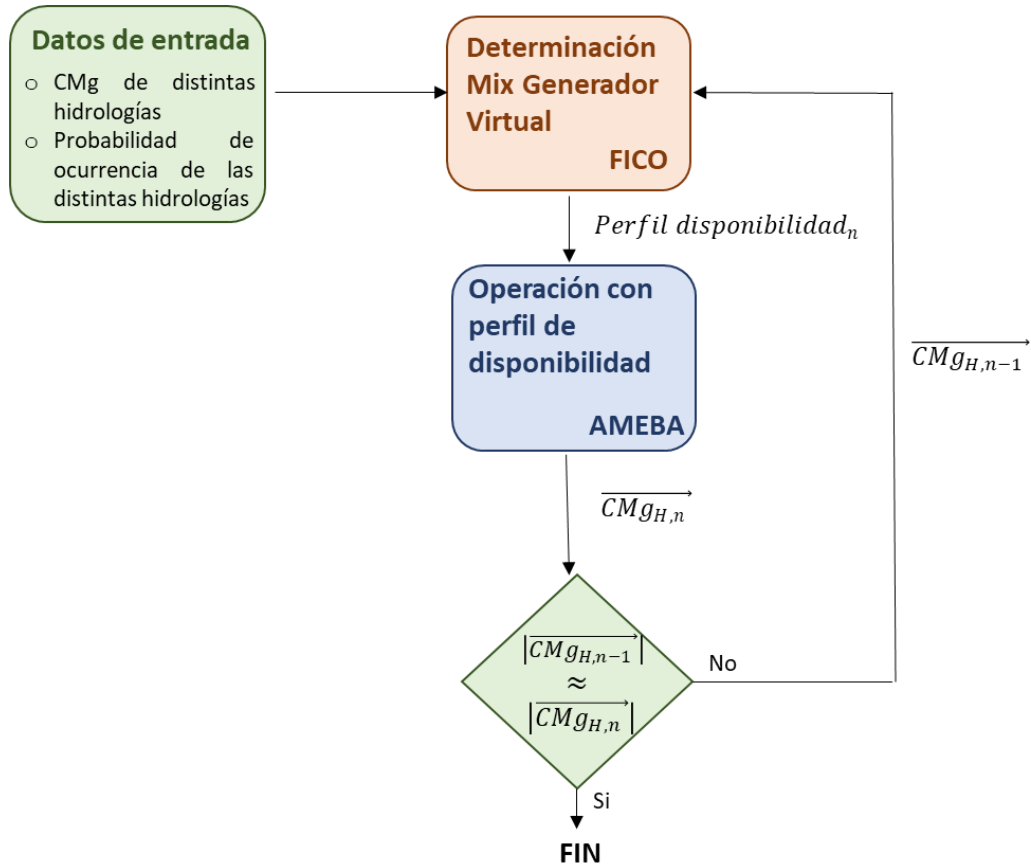


Ilustración 5-2 Metodología de método iterativo para determinar mix de almacenamiento - central solar

5.3.2. Formalización del problema

a) Nomenclatura

Constantes

ρ_H = Probabilidad de ocurrencia de la hidrología H

$CMg_{H,t}$ = Costo marginal de la hidrología H, en la hora t

$E(CMg_t)$ = Esperanza del costo marginal en la hora t

D_t = Demanda a suministrar en la hora t

$Cost_{Sol}$ = Costo de inversión anualizado de la central solar por [MW]

$Cost_{ESS_P}$ = Costo de inversión anualizado del sistema de almacenamiento por [MW]

$Cost_{ESS_E}$ = Costo de inversión anualizado del sistema de almacenamiento por [MWh]

η_{ESS} = Eficiencia del sistema de almacenamiento

Variables de decisión

ENS_t = Energía no suministrada al cliente por la central en la hora t

Inv_{Sol} = Capacidad a invertir en la central solar en [MW]

Inv_{ESS_P} = Capacidad a invertir en de sistema de almacenamiento en [MW]

Inv_{ESS_E} = Capacidad a invertir en el sistema de almacenamiento en [MWh]

d_t = Decisión de descarga del almacenamiento en la hora t.

c_t = Decisión de carga del almacenamiento en la hora t.

E_t = Cantidad de energía almacenada por el almacenamiento en la hora t.

Modelo de optimización

En (5.4) se presenta la función objetivo del modelo, el cual consiste en minimizar los costos de inversión de la central virtual, junto con la minimización en costos por compras al mercado spot.

$$FO: \min \left\{ \sum_{t=1}^T [ENS_t \times E(CMg_t)] + Cost_{Sol} \times Inv_{Sol} + Cost_{ESS_P} \times Inv_{ESS_P} + Cost_{ESS_E} \times Inv_{ESS_E} \right\} \quad (5.7)$$

s. a

$$E(CMg_t) = \sum_H^n (\rho_H \times CMg_{H,t}) \quad (5.7.1)$$

$$c_t \leq Inv_{ESS_{pot}} \quad (5.7.2)$$

$$E_t \leq Inv_{ESS_{energia}} \quad (5.7.3)$$

$$Gen_t^{sol} + c_t = Inv_{Sol} \times perfil_{sol}(t) \quad (5.7.4)$$

$$Gen_t^{sol} + d_t + ENS_t = D_t \quad (5.7.5)$$

$$E_t = E_{t-1} + \eta_{ESS} \times c_t - d_t \quad (5.7.6)$$

$$E_{t=1} = (Inv_{ESS_{energia}})/2 \quad (5.7.7)$$

$$E_{t=T} = (Inv_{ESS_{energia}})/2 \quad (5.7.8)$$

5.3.3. Caso de estudio

El caso de estudio para el presente modelo de negocios es el siguiente:

- Ubicación de la central virtual en la barra Crucero – Encuentro.
- La central virtual consta de un sistema de almacenamiento genérico con eficiencia de un 80%, junto con una central solar.
- El suministro corresponde a un consumo minero de capacidad 56 [MW], con un perfil horario promedio anual presentado en la Ilustración 5-3.
- La inversión considerada para el sistema de almacenamiento corresponde a 1,534[USD/kW], considerando una anualidad de 153.05[USD/kW] en conceptos de capacidad, mientras que 18.37 [USD/kW] en conceptos de energía.
- Para la central solar, la inversión considerada corresponde a 790 [USD/kW], con una anualidad de 88.25 [USD/ kW]

Para el cálculo de las anualidades, se consideró una vida útil de 40 años, con una tasa del 11%.



Ilustración 5-3 Perfil promedio anual consumidor minero ubicado en la barra Crucero-Encuentro

6. Resultados y Análisis

En esta sección se muestran los resultados obtenidos al simular la operación del sistema eléctrico para los distintos casos de estudio seleccionados.

Se comienza con los resultados de la operación coordinada para los dos escenarios del parque generador, realizando sensibilidades con los casos de almacenamiento propuestos y analizando su valor. Finalmente, se muestran los resultados de los distintos modelos de negocios simulados.

6.1. Propuesta de valor de un sistema de almacenamiento bajo una operación coordinada

6.1.1. Generación de energía por tecnología

El resultado de generación por tecnología, para cada escenario e hidrología, se presenta en la Ilustración 6-1.

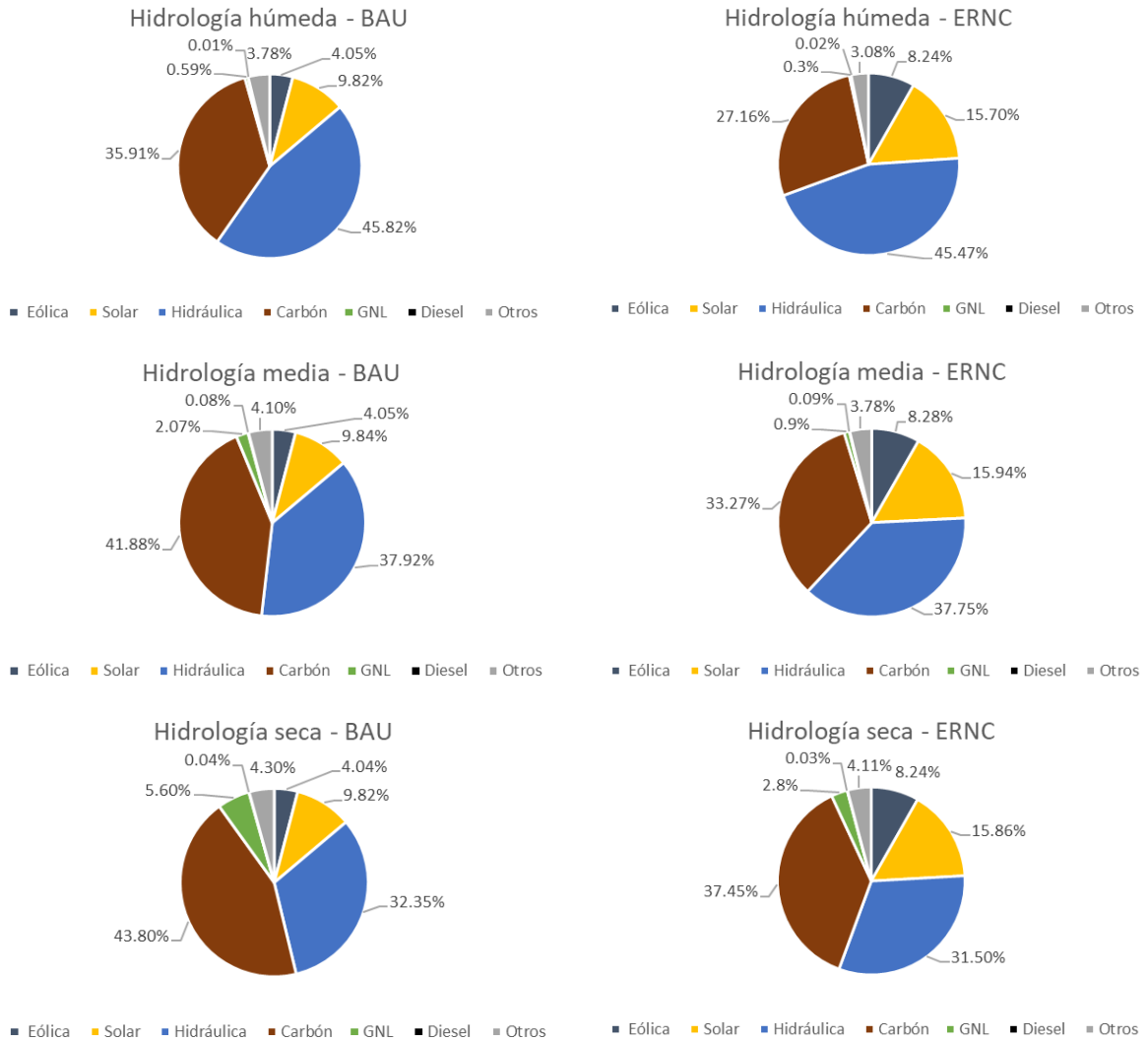


Ilustración 6-1 Aporte anual de energía por tecnología para escenario BAU y ERNC por cada hidrología

De la Ilustración 6-1 se puede apreciar que al 2021 se pronostica una inyección ERNC por sobre el 20% para cualquiera de las hidrologías., superando así, lo propuesto por la Ley 20/50.

Por otra parte, los vertimientos ERNC para cada uno de los escenarios se presentan en la Ilustración 6-2.

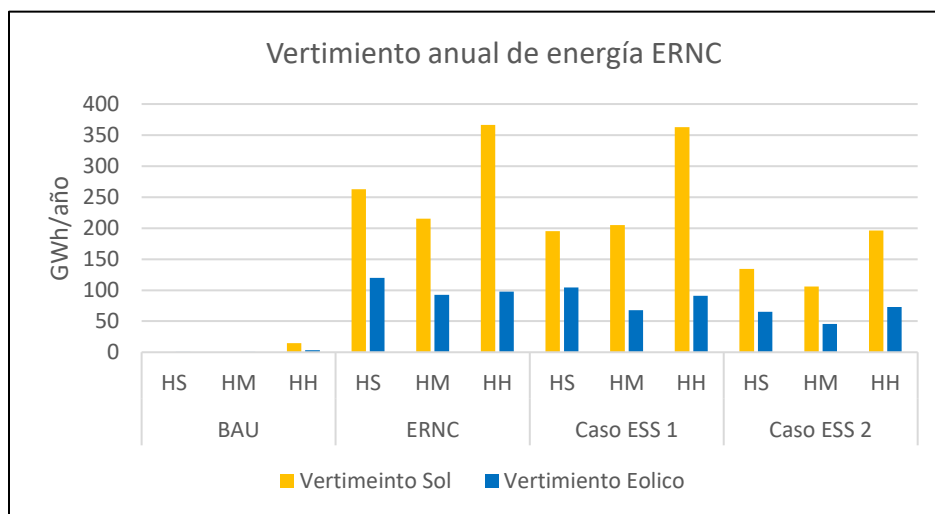


Ilustración 6-2. Vertimiento ERNC en el SEN en los escenarios BAU y ERNC

Se observa que no se logra una máxima inyección renovable en el escenario ERNC dada la necesidad de mantener centrales convencionales en operación. En el caso del SING, esto es provocado por la necesidad de verter energía solar, manteniendo centrales carboneras a mínimo técnico. Además, la sobreoferta de las centrales de embalse en hidrología húmeda se traduce en excesos de energía, explicando los mayores vertimientos solares y eólicos.

Si embargo, se aprecia que los sistemas de almacenamiento son la alternativa para satisfacer la necesidad de maximizar la inyección renovable, disminuyendo principalmente el vertimiento solar en un 10% para el caso ESS 1, y en un 42% para el caso ESS 2. Es importante notar que el efecto en los vertimientos ERNC al incorporar centrales de almacenamiento depende tanto de la capacidad instalada como en su ubicación.

6.1.2. Resultado operativo del sistema de almacenamiento.

Respecto a la operación de los casos de sistemas de almacenamiento, los resultados obtenidos se presentan a continuación.

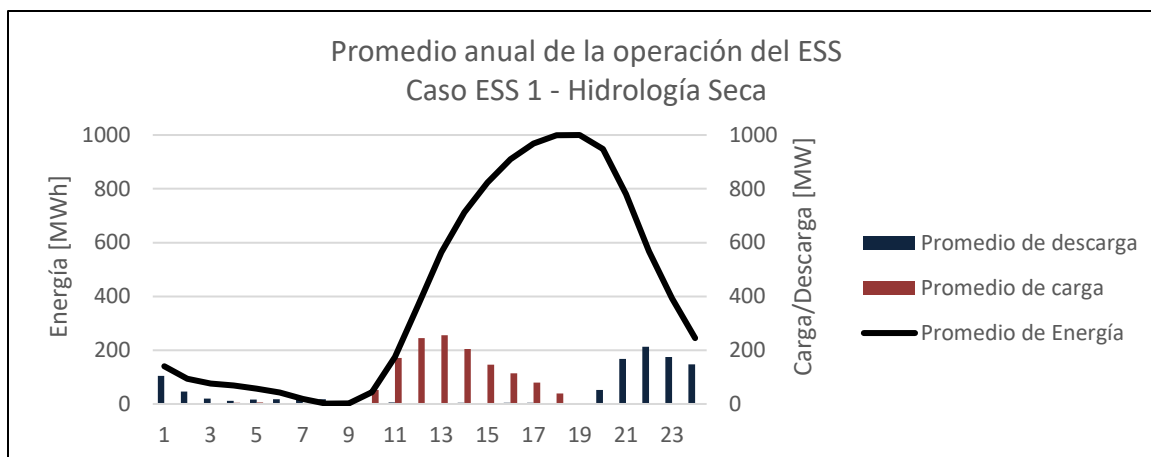


Ilustración 6-3. Promedio anual de la operación del sistema de almacenamiento. Caso 1 ESS

En la ilustración 6-3 se observa que la operación del almacenamiento para el caso ESS 1 tiene una marcada tendencia en cargar entre las 9:00 – 18:00 horas, en donde existe una mayor penetración solar, y descargar entre las 20:00 – 2:00 horas, periodo en el cual se encuentran las horas de demanda de punta del sistema. Lo último refleja un claro comportamiento de movimientos de bloques de energía intra-diarios.

No obstante, la máxima utilización de la capacidad de la central se realiza a las 13:00 horas, exigiendo 255.48 [MW] en promedio. De lo anterior, se tiene que la relación entre capacidad y energía utilizada no es la óptima para la aplicación de movimientos de energía. Sin embargo, desde el punto de vista de entregar reservas sistémicas, estas características podrían ser favorables, dado que se cuenta en la mayoría de las horas energía suficiente para aumentar el despacho de la central.

En la tabla 4 se presenta la cantidad de energía que se desplazó entre los distintos casos estudiados, en donde se observa una mayor cantidad en hidrologías secas. Cabe destacar que, la interconexión con Perú analizada no afectaría en gran medida la operación de almacenamiento ubicado en Lagunas

Caso	Hidrología	Cantidad desplazada anual [GWh]
Caso ESS 1	HS	380.701
	HM	373.313
	HH	381.478
Caso ESS 2	HS	736.066
	HM	728.609
	HH	715.071
Caso ESS-Perú	HS	373.793
	HM	374.534
	HH	384.185

Tabla 4. Desplazamiento energético producto del almacenamiento para los distintos casos estudiados.

6.1.3. Flujo por interconexión SIC – SING

A continuación, se presentan los resultados obtenidos del flujo por línea la interconexión SING – SIC. En la Ilustración 6-4 se presenta el flujo por la línea para el escenario BAU y ERNC, mientras que en la Ilustración 6-5 para los casos ESS 1 y ESS 2.

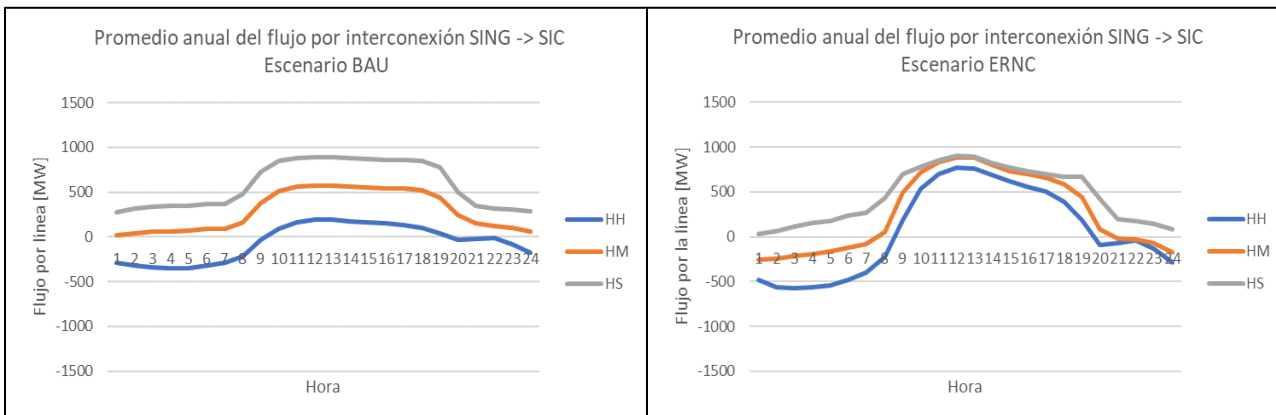


Ilustración 6-4. Promedio anual del flujo por interconexión SIC – SING, escenario BAU y ERNC. Flujo positivo de norte a sur

En primer lugar, se destaca que tanto en el escenario BAU como en el ERNC se tiene un flujo de norte a sur, debido a la importación de energía térmica costo-eficiente por parte del SIC. En segundo lugar, en el caso del escenario ERNC, se tiene un aumento en el flujo en horas de sol para cualquiera de las hidrologías, a diferencia del BAU, en el cual sólo ocurre en hidrologías más secas.

Por lo tanto, este tramo se identifica como crítico al momento de cubrir caídas de generadores en el sistema. No obstante, como se muestra en la Ilustración 6-5, las instalaciones de sistemas de almacenamiento generan que el SING dependa en menor grado de dicha interconexión, siendo un beneficio desde el punto de vista de la confiabilidad.

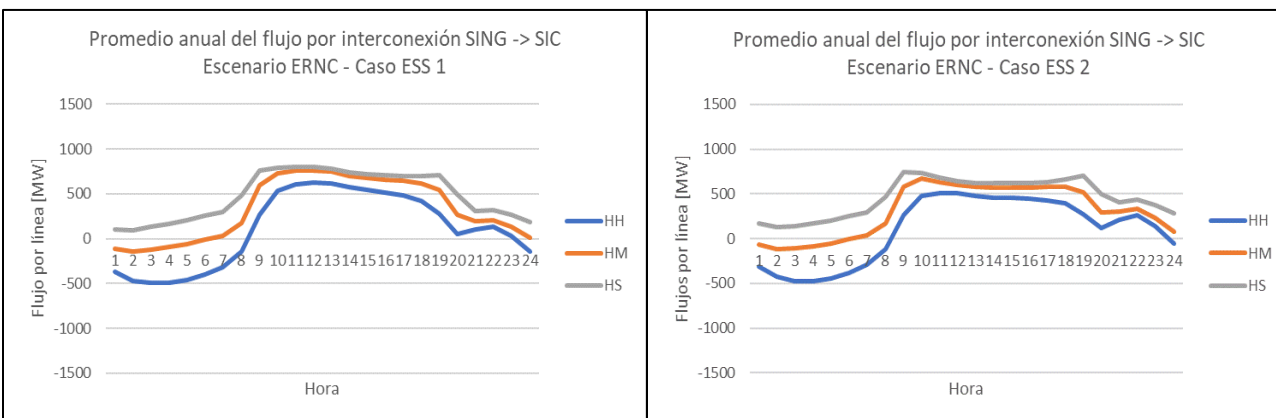


Ilustración 6-5 Promedio anual del flujo por interconexión SIC-SING, escenario Caso ESS 1 y 2. Flujo positivo de norte a sur.

6.1.4. Resultado operativo del parque generador convencional del SING

Dado los distintos escenarios simulados, a continuación se presentan los efectos en el parque generador convencional en el SING. En la ilustración 6-6 se presenta la intensidad de seguimiento de carga por parte de las centrales a Carbón del sistema del SING para cada uno de los casos

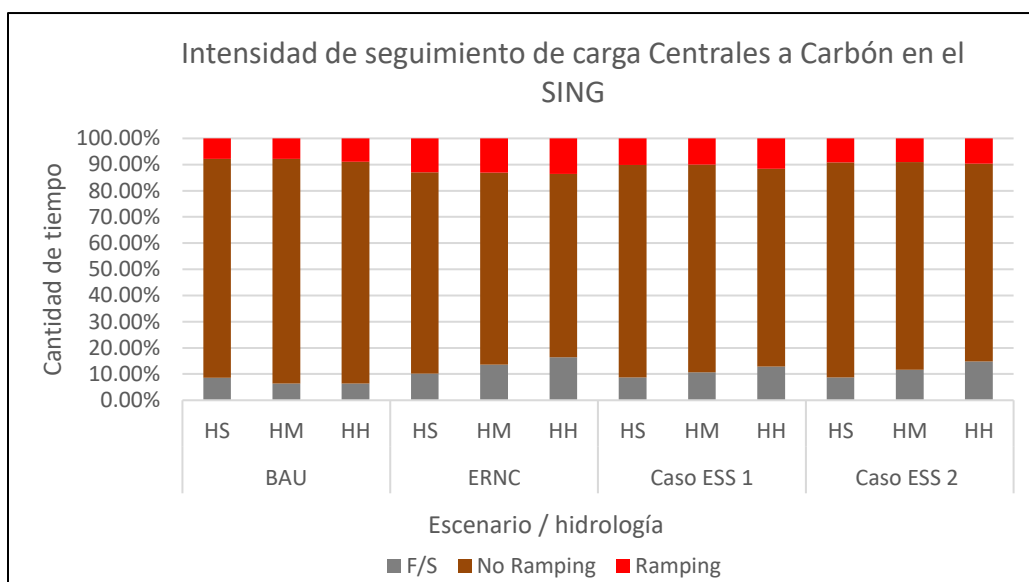


Ilustración 6-6. Intensidad de seguimiento de carga por parte de centrales a Carbón en el SING.

Se identifica una mayor exigencia por parte de las centrales térmicas a carbón para el caso de un escenario con mayor inyección ERNC,. Esto se nota en el aumento de su intensidad de seguimiento de carga en un 5.04% en promedio, además de un aumento en la cantidad de horas fuera de servicio en un 8.37%.

Tabla 5. Caracterización de exigencia de rampa de las centrales a carbón cuando estar realizan seguimiento de carga.

Cantidad de tiempo de exigencia de rampa – Centrales a carbón				
Escenario	Hidrología	Exigencia (% de la capacidad de rampa)		
		0% -25%	25% - 75%	75% - 100%
BAU	HS	68.66%	20.99%	10.34%
	HM	57.24%	29.13%	13.63%
	HH	48.91%	33.54%	17.55%
ERNC	HS	40.29%	32.70%	27.01%
	HM	37.96%	36.46%	25.58%
	HH	37.61%	37.35%	25.04%
Caso ESS 1	HS	39.38%	34.78%	25.84%
	HM	36.58%	37.52%	25.91%
	HH	35.88%	38.69%	25.43%
Caso ESS 2	HS	39.38%	36.78%	23.84%
	HM	36.58%	39.52%	23.91%
	HH	35.88%	40.69%	23.43%

De lo anterior se desprende que, en hidrologías húmedas, las centrales a carbón son menos utilizadas y más exigidas.

No obstante, tomando como referencia el escenario ERNC, el caso ESS 1 provoca en promedio una disminución en un 2.59% en la intensidad de rampa y en un 4.5% en horas fuera de servicio, mientras que el caso ESS 2 un 3.93% y 6.26% respectivamente.

Además, de la Tabla 5 se observa que en el escenario ERNC hay un aumento de un 12% en promedio del tiempo en que se exige a estas centrales una rampa entre el 75% y 100% de su capacidad. Sin embargo, adicionar sistemas de almacenamiento provocan una disminución de dicha exigencia hasta en un 2.14%.

Cabe acotar que, estos efectos son del resultado de un almacenamiento para movimientos de bloques intra-diarios. Sin embargo, los beneficios pueden ser aún mayores en el caso de considerar mayores capacidades de almacenamiento. Caso de lo anterior son las centrales de bombeo, las cuales pueden contar con capacidad de almacenamiento del orden de semanas.

Por lo tanto, agregar sistemas de almacenamiento provocan un aumento de la generación base costo-eficiente, bajado la exigencia de estas y dejando de generar con centrales de punta.

A pesar de que las centrales ERNC generan una mejor gestión de la energía base, provocan una mayor dependencia de centrales flexibles más costosas. No obstante, sistemas de almacenamiento son una alternativa para suplir dicha flexibilidad.

Esto último se puede observar en la Ilustración 6-7, donde presenta el número de veces que se encienden las centrales de GNL en el SING. Se observa un aumento en la dependencia de estas tecnologías en un 41% en el caso de mayor inyección ERNC, pero son desplazadas en los casos que se agregan centrales de almacenamiento al sistema.

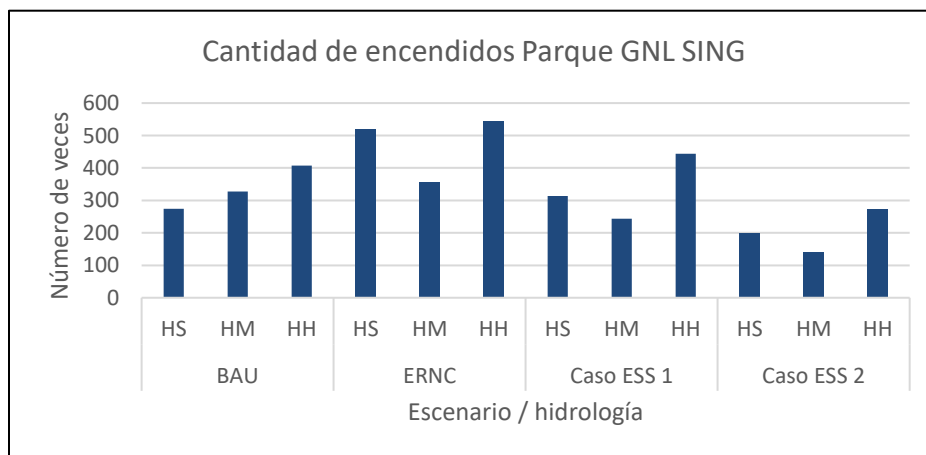


Ilustración 6-7 . Cantidad de encendidos parque generador GNL en el SING

6.1.5. Costos operativos

Los resultados de costos operativos se presentan en la Tabla 6. Se muestran el ahorro producto de agregar centrales renovables al sistema, obteniéndose en promedio una baja de los costos en un 19.3% respecto al caso base.

Escenario	Hidrología	Costo sistémico [MMUSD]	Ahorro %	Promedio [MMUSD]	Varianza [MMUSD]
BAU	HS	\$2,053.52	-	\$1,738.10	\$260.43
	HM	\$1,745.06	-		
	HH	\$1,415.71	-		
ERNC	HS	\$1,669.21	-18.71%	\$1,401.62	\$222.25
	HM	\$1,410.62	-19.16%		
	HH	\$1,125.04	-20.53%		

Tabla 6. Costos operativos ante escenario BAU y ERNC

Dicho ahorro podría ser mayor, como se presenta en la Tabla 7, donde agregar sistemas de almacenamiento logran un 1.47% para el caso ESS 1 y un 1.7% para el caso ESS 2. Es importante notar que el ahorro entre ambos casos no es lineal, existiendo probablemente un óptimo de almacenamiento para el sistema.

Además, cabe destacar que el ahorro porcentual es mayor en hidrologías secas, dado que los sistemas de almacenamiento suplen la flexibilidad que ya no entregan las centrales de embalse.

Además, se produce una disminución en la varianza de los costos operativos entre las distintas hidrologías, provocando así, una mayor independencia ante dichos escenarios. Esto es, producto de una mejor decisión en la gestión del agua al considerar centrales de almacenamiento dentro del parque generador

Escenario	Hidrología	Ahorro %	Promedio [MMUSD]	Varianza [MMUSD]
ERNC	HS	-	\$1,401.62	\$222.25
	HM	-		
	HH	-		
Caso ESS 1	HS	-3.7%	\$1,377.82	\$198.02
	HM	-0.6%		
	HH	-0.1%		
Caso ESS 2	HS	-4.0%	\$1,374.53	\$198.03
	HM	-0.7%		
	HH	-0.4%		

Tabla 7. Comparación de costos operativos en casos de incorporación de sistemas de almacenamiento

6.1.6. Costos marginales y margen operacional

Respecto a la operación de mercado, en las ilustraciones 6-8 y 6-9 se muestra el resultado de costos marginales producto del despacho económico para ambos escenarios e hidrologías, considerando las principales barras del SEN.

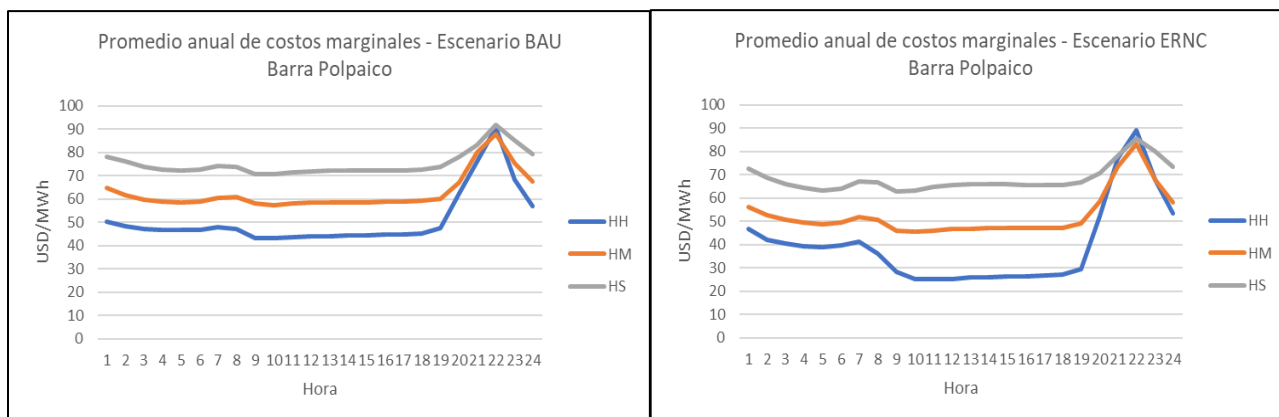


Ilustración 6-8 Comparación de costos marginales en Barra Polpaico ante escenario BAU y ERNC

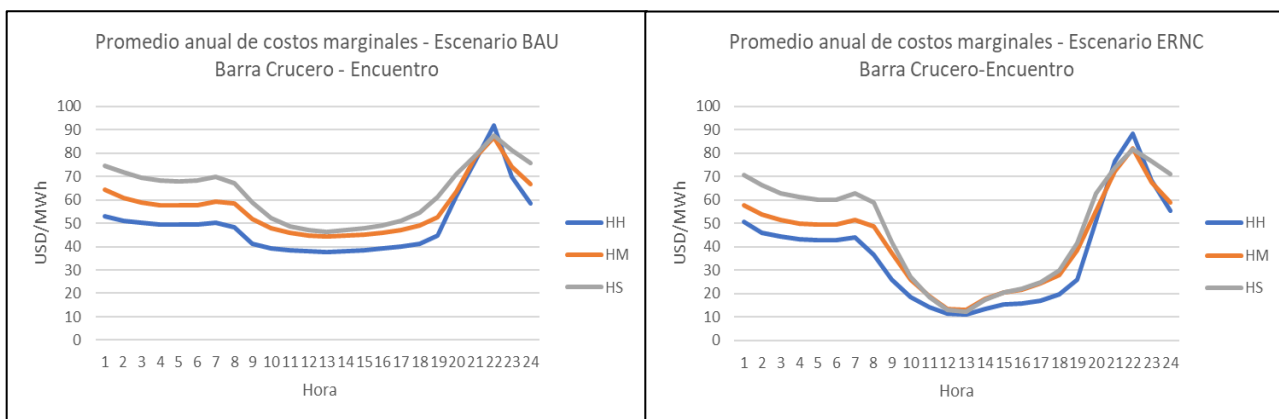


Ilustración 6-9 Comparación de costos marginales en Barra Crucero - Encuentro ante escenario BAU y ERNC

Del resultado se obtuvo una marcada tendencia intra-diaria tanto en el escenario BAU como en el ERNC. Sin embargo, en la zona del SIC, se obtuvieron mayores variaciones sólo en la hidrología húmeda, a diferencia del SING, en donde se tiene una clara diferencia entre las horas de sol y la noche.

En la zona del SING, en el escenario BAU, los costos marginales resultaron en torno a los 50 [USD/MWh] en promedio durante el día, mientras que en el escenario ERNC alcanzan los 10 [USD/MWh]. Por otro lado, en horas de punta, para el escenario BAU los costos marginales resultan en torno a los 90 [USD/MWh] en promedio, mientras que en el ERNC bajan a 80 [USD/MWh] en hidrologías media y seca.

El caso de hidrología húmeda, el resultado de mayores costos marginales en horas de punta es debido a que para el sistema es menos costoso mantener centrales térmicas apagadas, maximizando

la penetración de energía renovable, y en horas de punta depender de centrales flexibles, pero más costosas.

Por lo tanto, se observa un alto interés en incorporar centrales de almacenamiento en el SING. Sin embargo, la operación de estas centrales corresponde a cargar en horas de bajos costos marginales, y descargar en horas de altos costos, generando un aplanamiento en su curva diaria.

En la ilustración 6-10 se presenta la operación del almacenamiento para el caso ESS 1, con una marcada tendencia en cargar en las horas de bajos costos marginales y descargar en las horas de altos costos marginales. Además, en la tabla 8 y en la Ilustración 6-11 se presenta el grado en que se aplanan la curva ante los distintos casos estudiados.

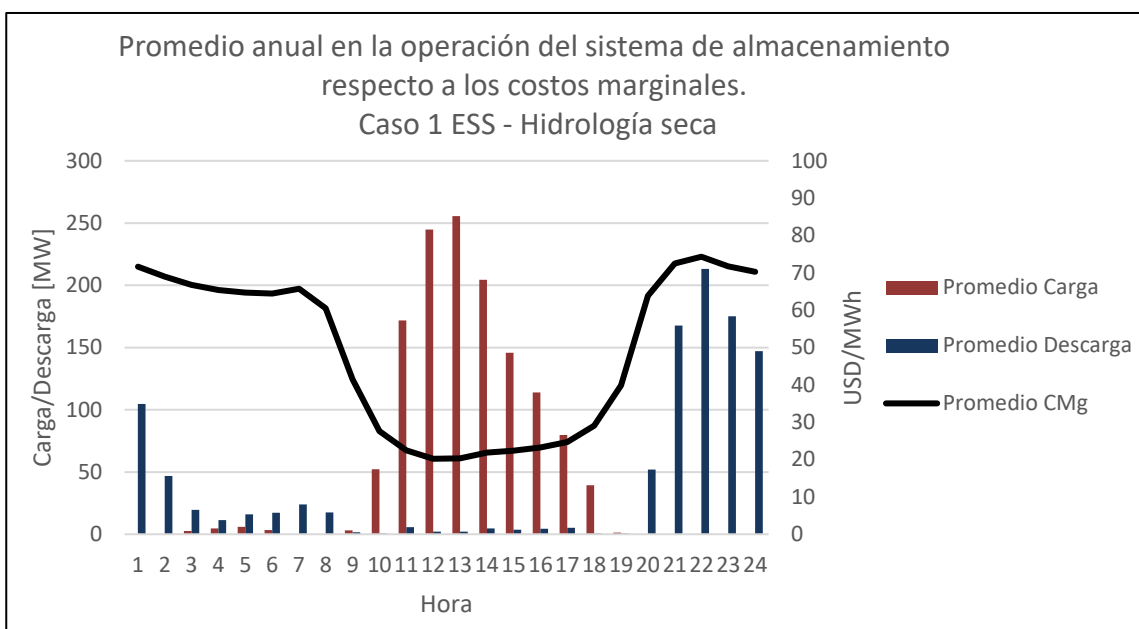


Ilustración 6-10 Promedio anual en la operación del sistema de almacenamiento respecto a los costos marginales resultantes del despacho económico

Aumento en el aplanamiento de la curva de CMg	
Escenario	%
ESS 1	8%
ESS - Perú	11%
ESS 2	15%

Tabla 8 Aumento en el aplanamiento de las curvas de CMg en la barra Crucero – Encuentro según los distintos casos de estudio

Del resultado se verifica que medida que se desplaza mayor cantidad de energía, el aplanamiento en la curva de costos marginales es mayor. Cabe destacar que, en el caso de interconexión con Perú, si bien la operación del ESS no es afectado en gran medida, el aplanamiento aumenta a un 11%. Esto es producto a que el sistema eléctrico importa energía menos costosa en las horas de punta, además del movimiento energético.

Las transferencias de energía por la interconexión con Perú se presentan en el Anexo E.

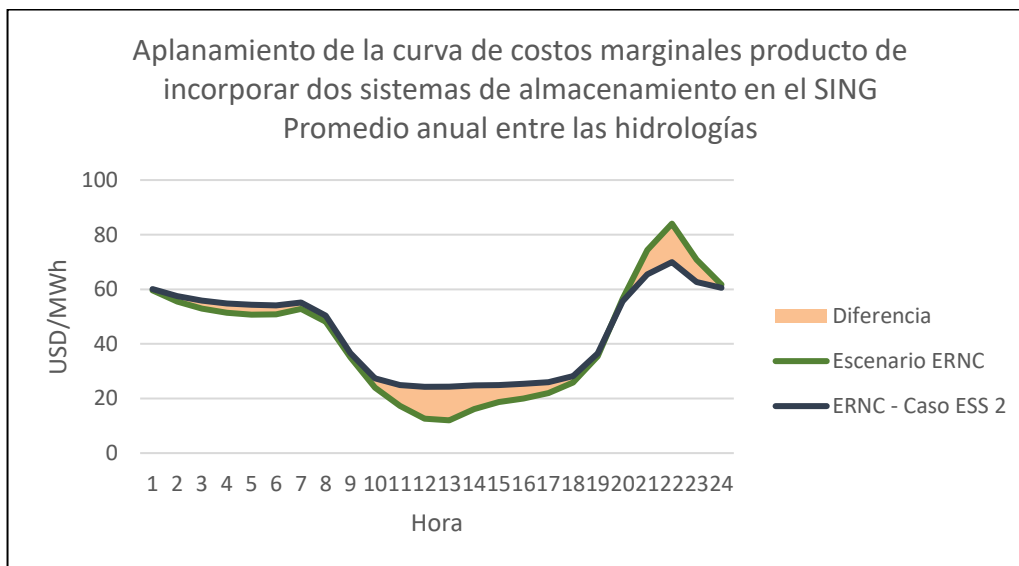


Ilustración 6-11 Efecto de aplanamiento de la curva de costos marginales entre el escenario ERNC y el caso ESS 2.

De los resultados obtenidos de la operación del sistema se comprueba que el comportamiento de los sistemas de almacenamiento simulados es cargar en las horas de bajos costos marginales y descargar en caso contrario, realizando movimiento de bloques intra-diarios. Este comportamiento genera un aprovechamiento de las variaciones de los costos marginales, generándose así, un margen operacional.

Los márgenes operacionales obtenidos producto de los distintos casos de estudio se presentan en la Ilustración 6-12.

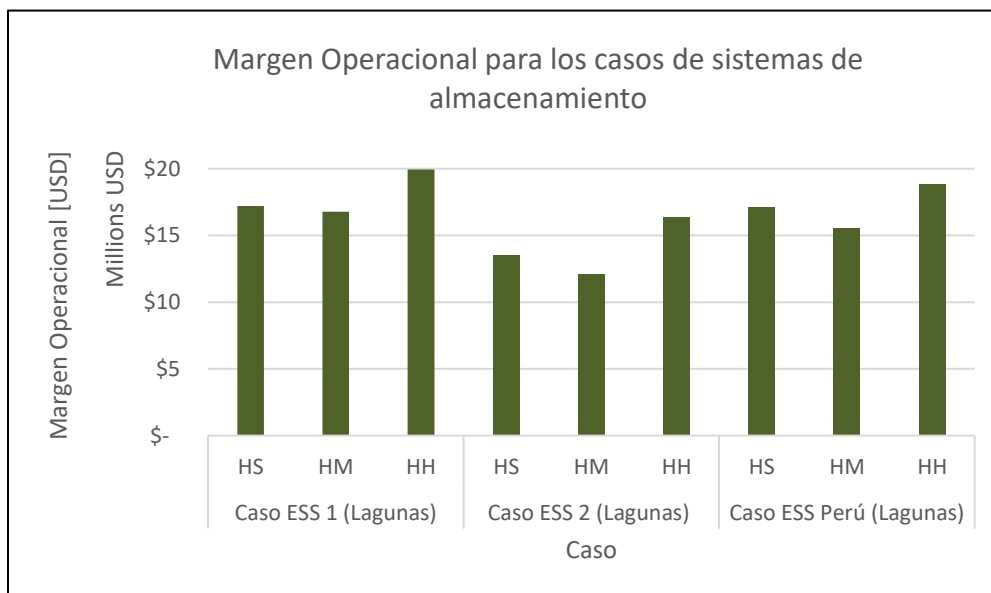


Ilustración 6-12. Margen operacional según los casos analizados.

Del resultado, se puede notar la dependencia del margen operacional respecto a las variaciones de costos marginales, además del riesgo que genera que otros sistemas de almacenamiento se incorporen a la competencia.

En la literatura se ha encontrado que las inversiones en sistemas de almacenamiento electroquímicos con las características de los casos simulados se encuentran entre los 2,000 – 3,065[USD/ kW], mientras que 1,534 [USD/kW] en caso de centrales de bombeo.⁶ [36]

Considerando el caso optimista de una inversión de 1,534 [USD/kW], en la tabla 9 se presenta la anualidad de la inversión para los casos estudiados. La forma de calcular la anualidad se presenta en el Anexo D.

Costo de inversión [USD/kW]	Vida útil	Tasa de interés	Anualidad [USD]
\$1,534.40	30	11%	\$51,426,364

Tabla 9. Anualidad de inversión de una central de almacenamiento. Caso optimista

Del resultado se desprende que los márgenes operacionales no logran rentar la inversión. Sin embargo, en el caso de un portafolio de generación que cuenta con centrales solares, un sistema de almacenamiento tiene la propuesta de valor de disminuir la variabilidad de dicho margen ante distintos escenarios hidrológicos.

Esta última idea se presenta en la Ilustración 6-13, donde se consideró el Caso ESS 1 junto a los ingresos percibidos por una central solar de 300 [MW] ubicada en Lagunas, obteniéndose una disminución en la varianza en un 25%.

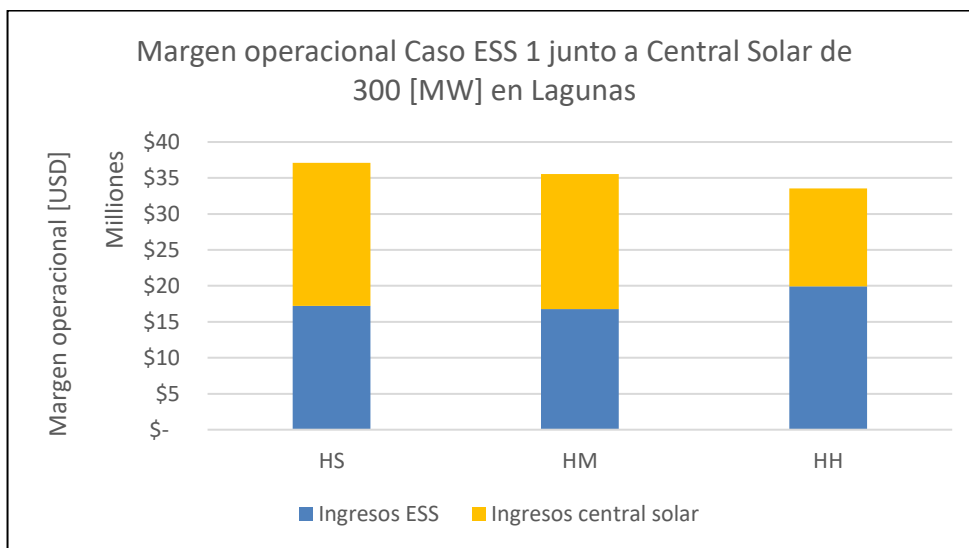


Ilustración 6-13. Margen operacional para el caso de una central de almacenamiento de 300 MW/1000MWh junto a una central Solar de 300 [MW] ubicadas en Lagunas

⁶ Dicho costo de inversión para sistemas de bombeo es considerado para capacidades de descarga de hasta 8 horas continuas, lo que puede generar errores en la estimación de su inversión.

6.1.7. Análisis sobre la operación coordinada para un sistema de almacenamiento

Se verifica que los sistemas de almacenamiento tienen la propuesta de valor de aportar flexibilidad al sistema, aumentando la penetración ERNC. Esta flexibilidad se vio reflejada en una menor exigencia por parte de las centrales convencionales en su seguimiento de carga, y una menor dependencia en la disponibilidad de centrales de punta.

Adicionalmente, se verifica que su comportamiento operacional en el resultado de la operación de mercado es comprar en horas de bajos costos marginales y vender en las horas de altos costos.

Se identifica la importancia de las variaciones de los costos marginales en el sistema para el margen operacional, pero sin encontrarse una relación directa con la hidrología. No obstante, dicho margen operacional está lejos de rentar los actuales costos de inversión.

Por lo tanto, los resultados mostraron que los sistemas de almacenamiento tienen la propuesta de valor de traer variados beneficios al sistema eléctrico, pero que, en la captura de valor, existe un alto riesgo en depender netamente del arbitraje de precios. Esto último, refleja una directa dependencia en cómo se remunerará su potencia y servicios complementarios.

Así, se identifica la importancia de definir cuáles son los modelos de negocios más adecuados para incorporar estas tecnologías al sistema eléctrico.

6.2. Resultado caso de estudio: Modelo de negocios – arbitraje de precios

En esta sección se entregan los resultados obtenidos del modelo de negocios basado en arbitraje de precios, utilizando la metodología y el caso de estudio propuesto.

6.2.1. Resultado fase de exploración

En la tabla 10 se presentan los resultados luego de utilizar veinte series distintas de carga, procediendo según lo descrito en el Capítulo 5.

Hidrología	Ingresos operación coordinada [USD]	Aumento de ingresos esperados [USD]	Aumento de ingresos efectivo [USD]
HS	\$17,224,374	\$895,106	\$380,886
HM	\$16,932,237	\$986,105	\$268,572
HH	\$19,788,498	\$1,105,207	\$290,503

Tabla 10 Resultado de los márgenes operacionales producto de los nuevos perfiles de carga encontrados

Primero, se presentan los ingresos obtenidos bajo una operación coordinada, tanto para la carga como para descarga. Luego, se muestra el aumento de ingresos esperado al utilizar el perfil de carga resultante de la etapa de maximización de utilidad. Finalmente, se muestra el aumento efectivamente obtenido al fijar el perfil de carga obtenido en la etapa de maximización de utilidad bajo una operación coordinada

La diferencia entre el aumento de ingreso esperado y el efectivamente obtenido, es debido a que en la etapa de maximización de utilidad se utilizó como variable de decisión la descarga de la central. Sin embargo, el resultado final es producto de sólo fijar el perfil de carga de la central, pero el despacho de generación es producto de una operación coordinada.

De la metodología propuesta, se logró encontrar perfiles de carga que perciben un ingreso mayor que la operación coordinada.

No obstante, la metodología no asegura que dicho resultado son los máximos márgenes operacionales que se podrían obtener. Es por esto por lo que luego se pasa a la fase de desplazamiento

6.2.2. Resultado fase de desplazamiento

Utilizando (5.1), se realizó la sensibilidad de obtener distintos valores de perfiles de carga para distintos valores de η . La evolución del margen operacional se presenta en la Ilustración 6-14, donde se muestra el caso de hidrología húmeda, el cual tuvo mayores variaciones.

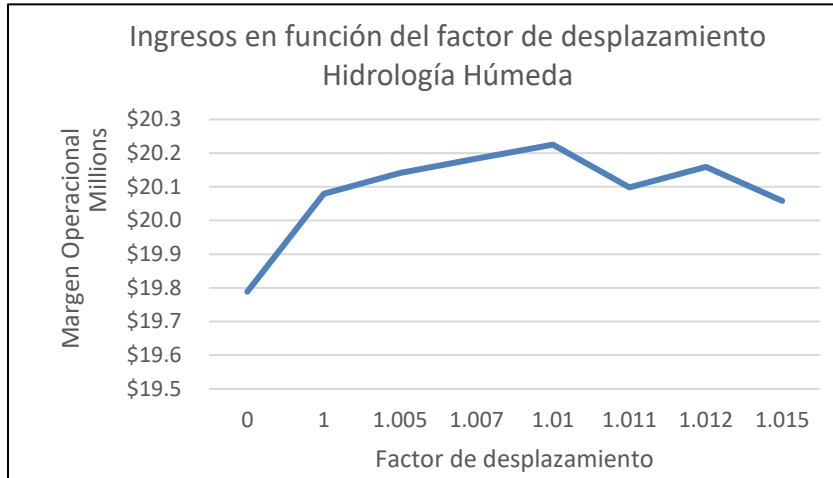


Ilustración 6-14. Ingresos para distintos valores del factor de desplazamiento. Caso de estudio de un sistema de almacenamiento en Lagunas, de 300 MW/1000MWh, hidrología húmeda.

Del resultado se puede notar que, debido a que es un problema no convexo, no fue posible asegurar una convergencia al máximo global. No obstante, se encontraron soluciones cuyo margen es mayor, obteniéndose un aumento de \$436,522 USD en el mejor de los casos, representando una variación del 2.16%.

No obstante, al comparar los márgenes operacionales por mes entre el despacho de la carga coordinada ($\overline{c_t^{coord}}$) y privada ($\overline{c_t^{max}}$), se obtuvieron variaciones negativas. Lo anterior se muestra en la Ilustración 6-15, donde hubo variaciones negativas en los meses de agosto y noviembre.

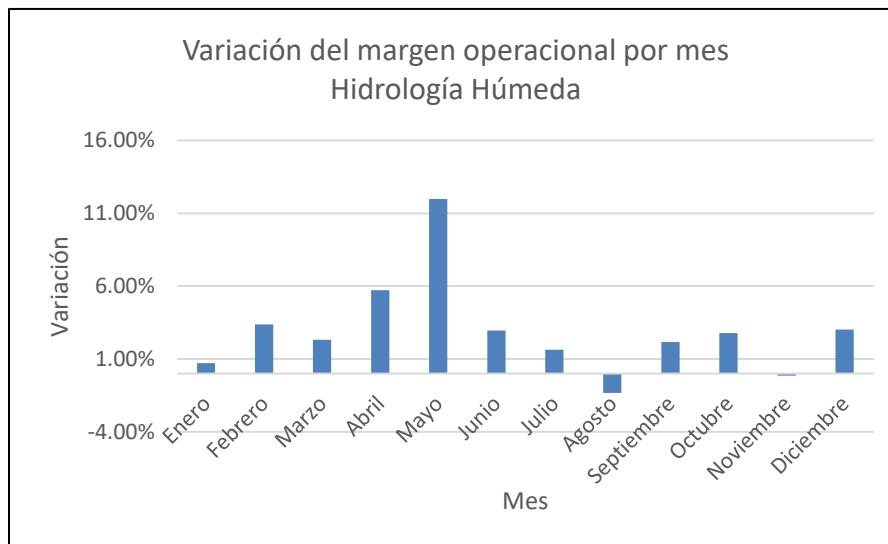


Ilustración 6-15 Variación del margen operacional por mes, considerando en el procedimiento el perfil de carga del año completo. Hidrología húmeda.

Sin embargo, se realizó nuevamente la metodología, pero separando el problema por mes. Lo último provocó un aumento del margen en un 3.4% en promedio, asegurando una varianza positiva en cada uno de los meses. Nuevamente, para el caso de hidrología húmeda, dichos resultados se presentan en la Ilustración 6-16.

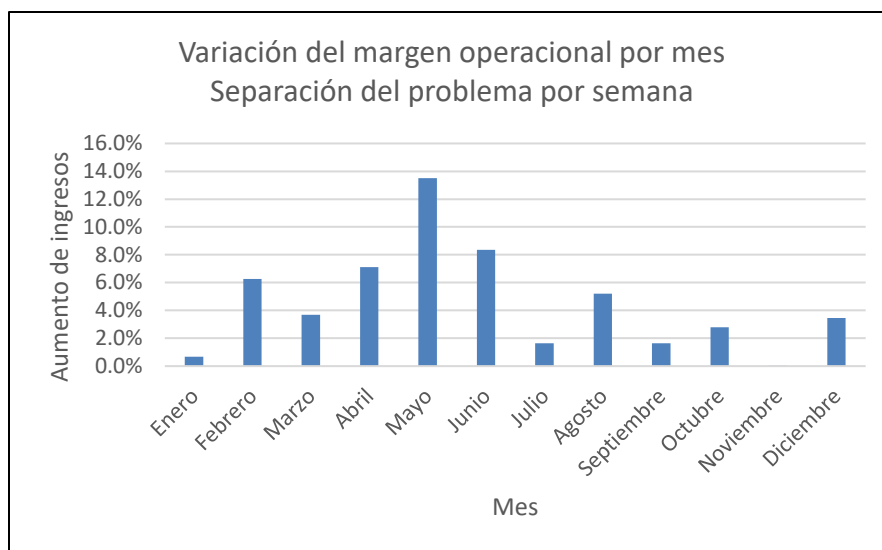


Ilustración 6-16 Variación del margen operacional por es, considerando en el procedimiento el perfil de carga separado por meses. Hidrología húmeda.

Los resultados finales para las distintas hidrologías. se presentan en la Tabla 11

Hidrología	Ingresos operación coordinada [USD]	Aumento de ingresos [USD]	Variación porcentual %
HS	\$17,224,374	\$575,304	3.34%
HM	\$16,932,237	\$543,098	3.21%
HH	\$19,788,498	\$675,905	3.41%

Tabla 11. Aumento de ingresos finales por hidrología.

6.2.3. Análisis de los resultados

Los resultados muestran que en el caso que el propietario de un sistema de almacenamiento pueda decidir en la curva de carga, tiene la posibilidad de ejercer un poder de mercado, afectando el resultado de los costos marginales producto de la operación económica.

Estos mayores márgenes reflejan que el sistema de almacenamiento no logra capturar el valor del beneficio generado al sistema en conceptos de toma de carga bajo una operación coordinada. Esto se puede observar en la Ilustración 6-17, donde se ve que la diferencia de carga entre la operación coordinada y la privada.

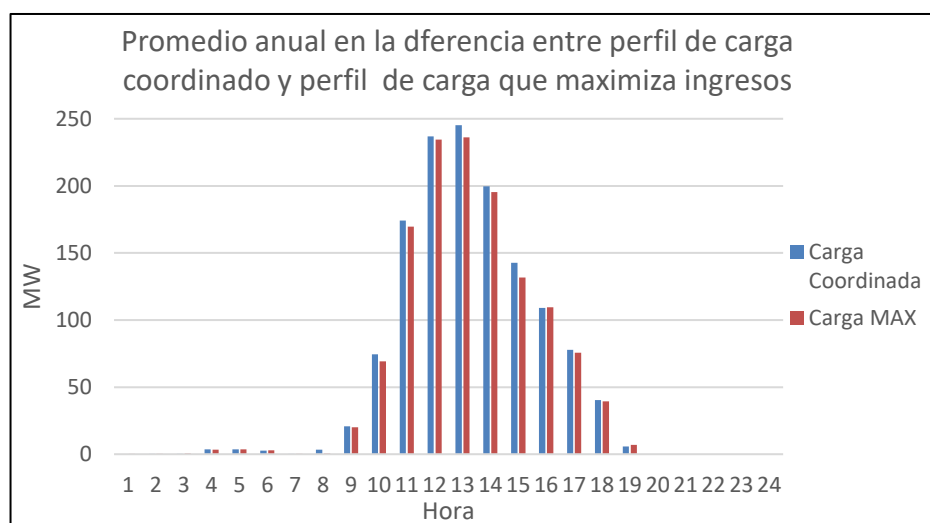


Ilustración 6-17. Diferencia entre perfiles de carga coordinado y perfiles de carga que maximiza ingresos.

Sin embargo, estos resultados sólo representan en promedio un aumento del 3.32% en el margen operacional entre las hidrologías, generando un aumento del 0,2% en los costos del sistema.

Actualmente en la regulación chilena ya existen señales para centrales de almacenamiento. Como se presenta en el Capítulo 2, el propietario de una central de bombeo podría definir su curva de carga, y en caso de que se supere los niveles de carga del programa coordinado, estas horas serían consideradas en la demanda de punta, perjudicando su balance de potencia.

A pesar de lo mencionado anteriormente, los resultados obtenidos en este método no provocan mayores cambios en las cargas en horas de punta, sin ver afectado el balance de potencia. Adicionalmente, se observa en promedio un menor nivel carga en comparación al coordinado. Esto dado que producto de cargar menos en ciertas horas se compensa con la variación producida en los costos marginales.

Finalmente, si el pago por potencia para esta central se basara en dicho reglamento para centrales de bombeo, utilizando (2.2) y (2.3), el pago por potencia anual y sus ingresos totales se presentan en la tabla 12, en donde se utilizó un IFOR del 80%, junto con un ajuste de 0.6 de demanda de punta.

Hidrología	Factor disponibilidad	Potencia inicial [MW]	Potencia definitiva [MW]	Precio Potencia [CLP/kW-mes]	Pago anual [USD]
HS	0.259	77.82	37.35	5560 [\$/kW]	\$3,611,959
HM	0.254	76.33	36.64	5560 [\$/kW]	\$3,542,593
HH	0.253	75.87	36.42	5560 [\$/kW]	\$3,521,613

Tabla 12. Ingresos anuales por pagos por potencia.

Del resultado se desprende que, utilizando este modelo de negocios, la inversión de la central debería encontrarse en torno a los 561 [USD/kW] para que el proyecto sea rentable sólo considerando arbitraje, y 649 [USD/kW] en caso de sumar dicho pago por potencia. Esto último, bajo el supuesto una vida útil de 30 años, y una tasa de interés del 11%. Cabe notar que este resultado no considera que la central tenga una relación óptima entre capacidad de potencia y energía. [36]

De lo anterior, considerando el supuesto de que la capacidad a instalar de la central en conceptos de potencia es el promedio del máximo entre carga y descarga, se estima que los costos de inversión para que el proyecto sea rentable deben encontrarse en torno a los 800 [USD/kW].

No obstante, parece interesante evaluar la operación de una central de bombeo con capacidad de almacenamiento de semanas, tal que mantenga una cota de embalse que asegure obtener el máximo de reconocimiento de potencia de suficiencia inicial.⁷

⁷ Según el reglamento DS128 para centrales de bombeo, si una central comprueba tener energía para suministrar durante 5 horas continuas, se considera para dicha hora una potencia disponible igual a la capacidad máxima de la central. Esto se presenta en el Capítulo 2.

6.3. Resultado caso de estudio: Modelo de negocios - prestación de servicios complementarios

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de la metodología propuesta para el modelo de negocios de prestación de servicios complementario.

Para la simulación de la remuneración por reserva en giro, se calculó para cada una de las centrales su cuota de reserva, el margen de reserva efectivo, y su valorización. (El detalle de cómo se remunera la reserva en giro es detallado en el anexo A)

b) Caso de reservas con criterio ingenieril

Utilizando los criterios de reserva actualmente usados por el Coordinador, las ilustraciones 6-18 y 6-19 presentan la reserva en giro efectivamente transada en el SING, donde se hace la diferencia entre el caso en que el almacenamiento no presta reserva en giro versus el caso que presta reservas para el control secundario de frecuencia.

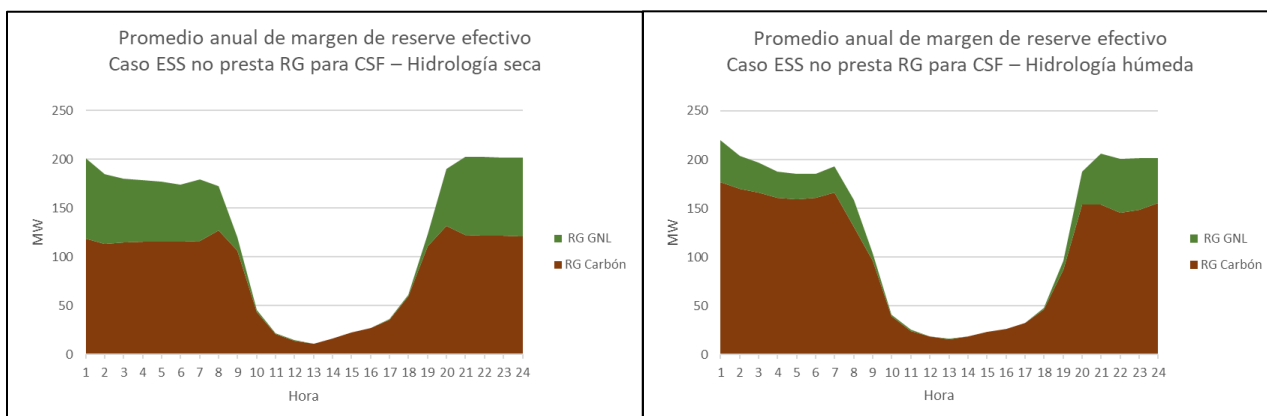


Ilustración 6-18 Gestión de la reserva (margen efectivo) para hidrología seca y húmeda. Caso en que el almacenamiento no presta servicio de reserva en giro

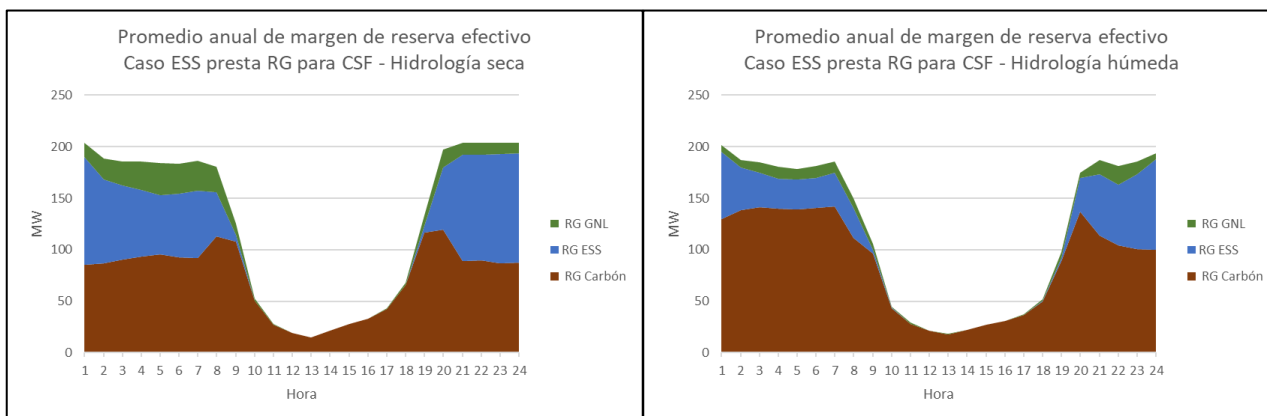


Ilustración 6-19. Gestión de la reserva (margen efectivo) para hidrología seca y húmeda. Caso en que el almacenamiento presta servicio de reserva en giro para CSF.

Esta reserva considera solo la aportada por unidades que tengan costos variables inferiores al costo marginal del sistema, quedando fuera las reservas aportadas por centrales a mínimo técnico

Se observa una disminución de la reserva efectiva en horarios sol, dado que las reservas son aportadas por centrales a carbón a mínimo técnico. Este efecto también se puede observar en la Ilustraciones 6-20 y 6-21, donde se presenta el resultado de la variable dual relacionada a la restricción de reserva. Esto último refleja su costo marginal.

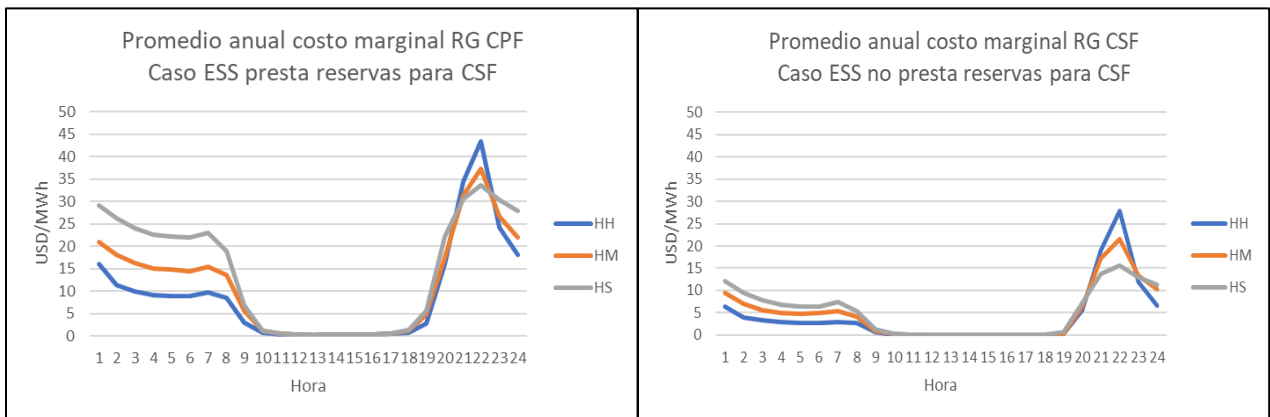


Ilustración 6-20. Costos marginales para las reservas primarias y secundarias. Caso en que el almacenamiento no presta reserva para control secundario de frecuencia

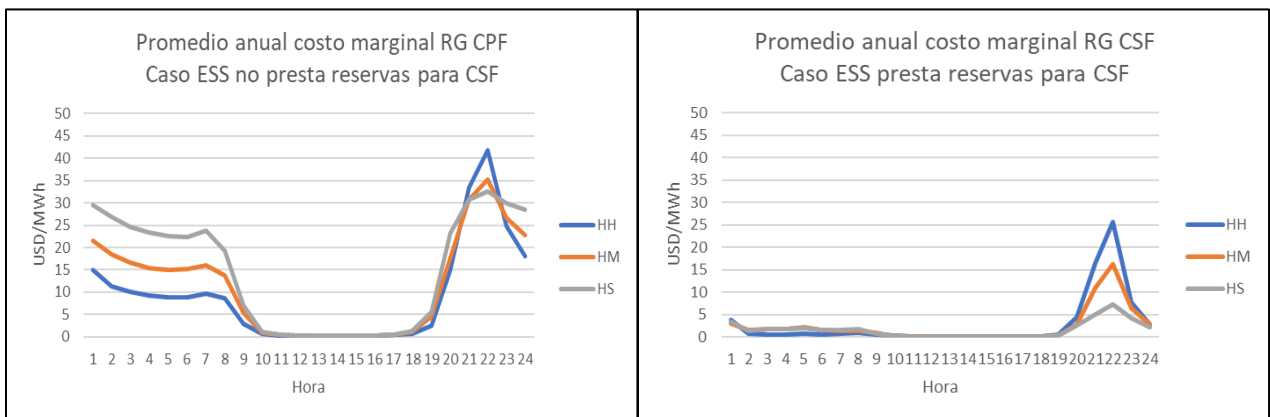


Ilustración 6-21. Costos marginales para las reservas primarias y secundarias. Caso en que el almacenamiento presta reserva para control secundario de frecuencia

Respecto al almacenamiento, se observa una activa participación en las reservas del sistema, desplazando reserva de carbón y GNL en las horas de punta, generando un ahorro adicional al sistema en un 0.2%.

Además, se nota un aumento en el aporte de reservas por parte del almacenamiento en hidrologías secas, dado por el mayor valor de la energía almacenada. La operación de la central para dicha hidrología es presentada en la Ilustración 6-22.

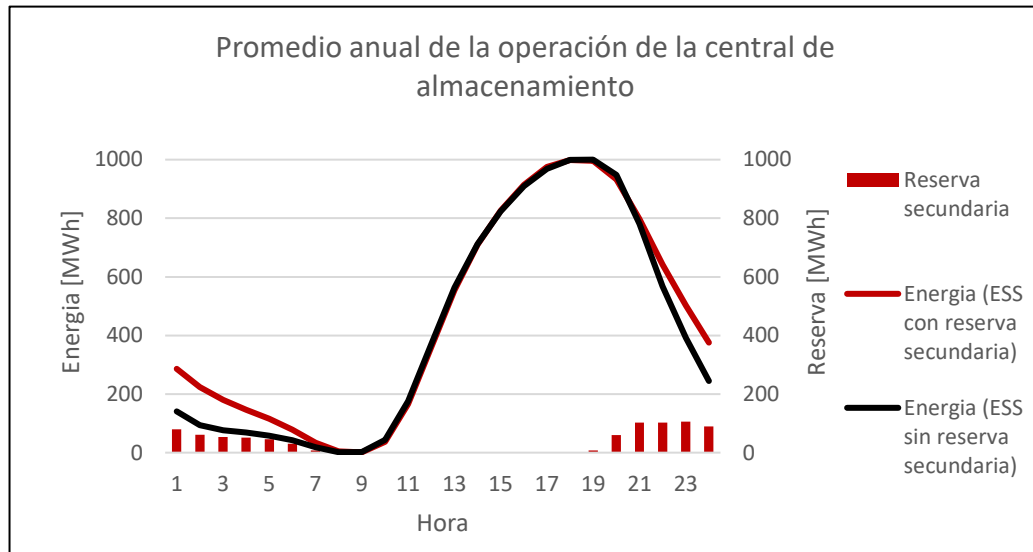


Ilustración 6-22. Promedio anual de la operación del sistema de almacenamiento, realizando la comparación entre si presta o no el servicio de reservas para el control secundario de frecuencia.

Cabe acotar que, la reserva del almacenamiento no considera la que podría aportar al bajar su nivel de carga.

Finalmente, se presentan los ingresos obtenidos de la simulación del actual reglamento para la remuneración de reserva en giro. La ilustración 6-23 presenta la comparación de ingresos/egresos del sistema de almacenamiento cuando es o no considerado como aporte para reservas secundarias.

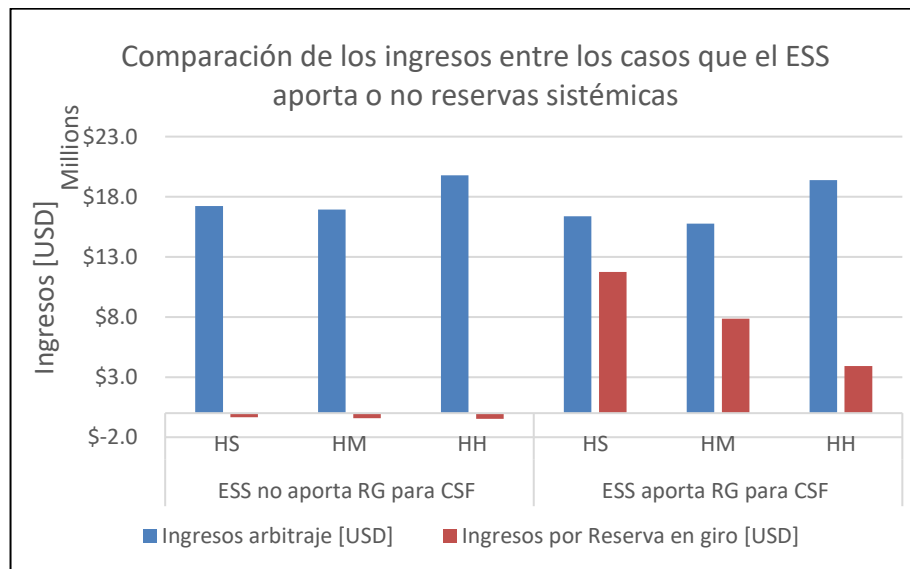


Ilustración 6-23. Ingresos/egresos percibidos por el sistema de almacenamiento bajo el actual reglamento de servicios complementarios (remuneración de la reserva en giro)

Del resultado, se nota un cambio en los ingresos de la central al prestar reservas, generando un alza en los ingresos en un 33.5% en promedio entre las hidrologías, con un efecto negativo en los ingresos por arbitraje en un 4.5%.

Cabe notar que, esto puede ser distinto para centrales de almacenamiento con razones distinta entre potencia y energía.

Por otra parte, la tabla 13 presenta los ingresos percibidos por el parque térmico y el sistema de almacenamiento según los casos considerados.

Ingresos por reserva en giro					
Caso	Hidrología	Transacciones totales [USD]	ESS[USD]	GNL[USD]	Carbón [USD]
ESS no presta reservas	HS	\$5,261,363	\$-343,542	\$2,928,191	\$2,333,172
	HM	\$5,545,498	\$-416,312	\$1,717,772	\$3,827,726
	HH	\$4,805,765	\$-475,391	\$1,644,111	\$3,161,654
ESS presta reserva para CSF	HS	\$13,169,276	\$11,742,023	\$361,147	\$1,066,106
	HM	\$9,340,785	\$7,855,850	\$706,167	\$923,845
	HH	\$4,907,755	\$3,086,760	\$500,216	\$720,779

Tabla 13. Ingresos por reserva en giro para el sistema de almacenamiento y el parque térmico

De la tabla se desprende que los pagos por no cumplimiento de reserva en giro por parte del almacenamiento representan una disminución en un 2.2% en promedio de sus ingresos. No obstante, en caso de prestar reservas, el almacenamiento desplaza el aporte de las centrales térmicas.

Además, existe un aumento en las transacciones por reserva en giro debido a que se valoriza más los márgenes de reserva efectivo. Esto ya que, en horas de punta, el almacenamiento cuenta con un costo variable menor en comparación al costo variable del GNL.

c) Caso de reservas con criterio renovable

Para el caso de considerar el criterio renovable para las reservas sistémicas, la tabla 14 presenta los nuevos ingresos obtenidos por el sistema arbitraje, utilizando un error del 10% en los pronósticos de viento.

Ingresos por reserva en giro			
Caso	Hidrología	Transacciones totales [USD]	ESS [USD]
ESS presta reserva para CSF	HS	\$16,553,867	\$14,468,504
	HM	\$11,912,511	\$9,418,646
	HH	\$8,761,799	\$4,895,016

Tabla 14. Ingreso por reserva en giro para el caso de considerar en la reserva para el control secundario de frecuencia los errores de pronósticos en viento

Los resultados muestran un aumento en los ingresos en un 36.8% en promedio, identificando una oportunidad de negocios en caso de que los requerimientos en reserva por parte del Coordinador sean mayores.

6.3.1. Análisis de los resultados

De los resultados se observa que prevalece el almacenamiento como aporte a la reserva del sistema en comparación a las centrales térmicas, siendo un potencial competidor. Sin embargo, la rentabilidad de la inversión dependerá de cómo se remunere dicho servicio.

En el caso estudiado, el método de remuneración utilizado en el actual DS130 muestra una oportunidad de negocios para estas tecnologías. No obstante, ha provocado una sobrevaloración de la reserva del sistema de almacenamiento al tratarse de un pago basado en costos de oportunidad, discriminando el producto de reserva aportado por centrales más costosas.

A modo de ejemplo, el producto de reserva entregado por centrales GNL es menos valorizado, siendo un producto de las mismas características que el entregado por la central de almacenamiento.

Además, el actual reglamento no hace una correcta diferenciación entre el producto de reserva primaria y secundaria.

Sin embargo, en miras del mercado de servicios complementarios para el 2021, en caso de que se remunerara a las centrales por el costo marginal de reserva, se pagaría la reserva de todas las centrales a un mismo precio.

Para ilustrar lo anterior, en la tabla 15 se presenta el caso en que la central de almacenamiento es remunerada por el costo marginal de reserva secundaria.

Caso	Hidrología	Ingreso por arbitraje [USD]	Ingreso por reservas CSF [USD]	Total [USD]	Variación (%)
ESS no presta reservas	HS	\$17,224,374	-	\$17,224,374	-
	HM	\$16,932,237	-	\$16,932,237	-
	HH	\$19,788,498	-	\$19,788,499	-
ESS presta reservas para CSF	HS	\$16,380,716	\$925,404	\$17,306,121	0.5%
	HM	\$15,772,230	\$1,183,736	\$16,955,967	0.1%
	HH	\$19,369,697	\$719,570	\$20,089,268	1.5%

Tabla 15 Ingresos percibidos por el sistema de almacenamiento ante un mercado basado en costos marginales por reservas sistémicas.

Del resultado, se tiene que no existe un alza sobre el 1.5% en los ingresos al considerar un mercado basado en costos marginales, dado que este costo refleja el precio al cual la central se encuentra indiferente entre suministrar la energía o mantenerla como reserva.

Por lo tanto, en este caso no se incentiva ampliamente la instalación de centrales de almacenamiento. Así, un modelo basado en la prestación de reservas depende de manera exhaustiva si en el futuro el mercado será basado en “clearing-price” o “pay-as-bid”, existiendo aún un riesgo regulatorio.

6.4. Resultado caso de estudio: Modelo de negocios – soporte a inyección ERNC

En esta sección se entregan los resultados obtenidos del modelo de negocios basado en soporte para la inyección ERNC, utilizando la metodología y el caso de estudio propuesto.

La tabla 16 presenta el resultado del proceso iterativo propuesto.

Resultado en capacidades por tecnología					
Iteración	Capacidad Sol [MW]	Capacidad ESS [MW]	Capacidad ESS [MWh]	% Energía suministrada	Error CMg anual
1	137.4	64.6	474.9	67%	811.44
2	112.329	61.52	457.01	58%	420
3	114.2	63.9	457.4	58%	453.6
4	112.329	61.52	457.01	58%	420

Tabla 16 Resultado de capacidades por tecnología luego de las iteraciones cuatro iteraciones.

De los resultados, no se logró obtener una convergencia en el error entre los costos marginales. Esto último producto de las propias características de la etapa de operación coordinada, la cual consiste en un problema de optimización con variables enteras-mixtas.

Sin embargo, como se puede observar en la ilustración 6-24, a nivel de promedio anual de costos marginales el problema tiende a tener un comportamiento parecido entre las iteraciones.

No obstante, el problema arroja capacidades de tecnologías y la energía a suministrar esperada por la central. Estos datos fueron utilizados como base para la evaluación del presente modelo de negocios.

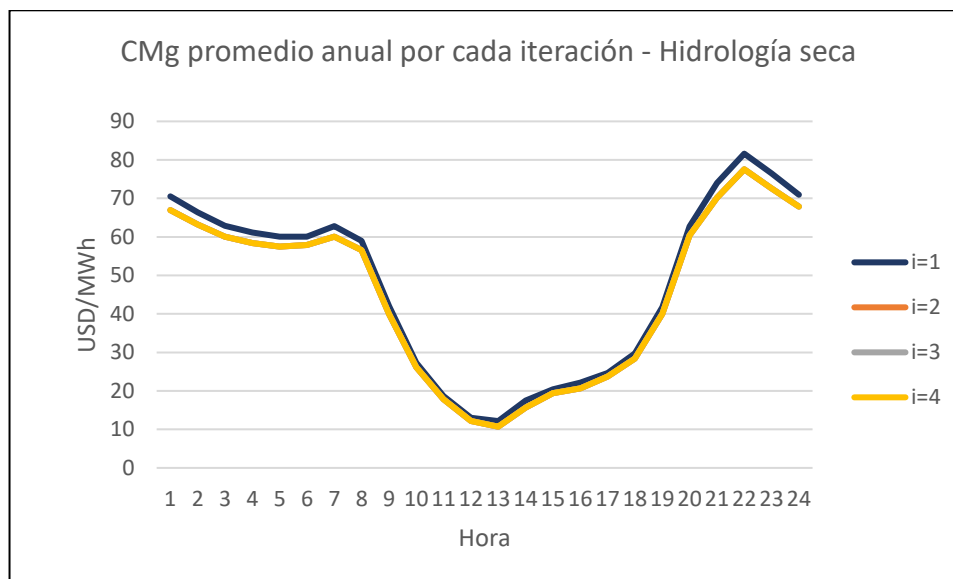


Ilustración 6-24 Costo marginal promedio anual para cada iteración. Hidrología seca.

Por lo tanto, según los resultados obtenidos, las capacidades utilizadas para evaluar el presente modelo de negocios fueron las siguientes.

Capacidad Central solar [MW]	Capacidad ESS [MW]	Capacidad ESS [MWh]
112.329	61.52	457

Tabla 17. Capacidades utilizadas para el generador virtual.

Luego, se procedió a operar el sistema con perfiles de disponibilidad suponiendo certeza en cuál escenario hidrológico se encuentra el sistema.

Los perfiles propuestos se presentan en la Ilustración 6-25, para las distintas hidrologías.

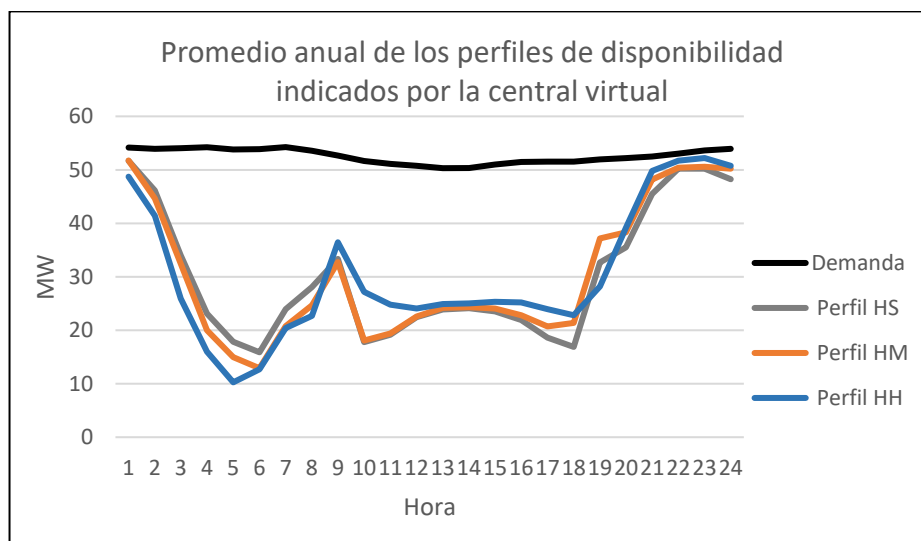


Ilustración 6-25. Promedio anual de los perfiles de disponibilidad indicados por la central virtual al Coordinador. Caso de central virtual indicada en la Tabla 17.

Como resultado de la operación de mercado, la tabla 18 presenta los resultados percibidos del mercado de energía producto de los perfiles de disponibilidad. Además, se hace la comparación con los ingresos en caso de que la central de almacenamiento y la central solar fuera operada directamente por el Coordinador.

Hidrología	Ingresos por perfil de disponibilidad [USD]	Ingresos operación coordinada [USD]
HS	\$14,125,427	\$14,323,236
HM	\$12,670,569	\$12,846,051
HH	\$11,316,706	\$11,500,759

Tabla 18 Ingresos percibidos mediante perfil de disponibilidad versus ingresos de operación coordinada

Para este caso de estudio, el resultado muestra que los ingresos percibidos por los perfiles de disponibilidad son inferiores en un 1.46% a la solución de la operación coordinada.

Luego, la tabla 19 presenta el balance del mercado de energía, junto con el precio de contrato con que se debería contar para recuperar la anualidad de la inversión.

Hidrología	Anualidad de la inversión [USD]	Costos por retiro [USD]	Ingresos mercado energía [USD]	Contrato precio fijo [USD/MWh]
HS	\$27,723,349	\$22,958,487	\$14,323,236	\$46.80
HM	\$27,723,349	\$18,216,076	\$12,846,051	\$47.61
HH	\$27,723,349	\$14,884,958	\$11,500,759	\$47.01

Tabla 19 Balance del mercado de energía ante distintos escenarios hidrológicos

6.4.1. Análisis de los resultados

Los resultados muestran que una inversión basada en minimizar el riesgo en los costos de suministro para un cliente genera una menor dependencia en la variación en los costos marginales del mercado de energía.

Esto último, ya que se determina la capacidad a invertir para cubrirse ante escenarios de altos precios, a desmedro de no obtener mayores utilidades en escenarios de bajos precios.

No obstante, según la actual regulación, este modelo considera el pago por potencia para una central solar, dado que la operación de la central no es por parte del coordinador.

Además, para este caso, el resultado operativo entre un perfil de disponibilidad y una operación coordinada tienden a converger a la misma solución, donde la diferencia obtenida puede ser debido a errores en la metodología utilizada.

Por lo tanto, este modelo de negocios parece ser más atractivo en los casos que no se quiera depender de posibles escenarios de precios, pero generando sobreinversiones desde el punto de vista de mercado.

Para ilustrar lo anterior, se puede considerar el caso de generar con la central a potencia constante con tal de asegurar el cumplimiento de retiro de demanda de un cliente. Desde el punto de vista de riesgo, es atractivo en caso de lograr un contrato que rente la inversión, quedando independiente del posible escenario de precios. No obstante, desde el punto de vista de mercado, dicha operación no genera una maximización de ingresos, resultando ser una sobreinversión.

7. Conclusiones

En el presente trabajo se realiza una revisión global de los modelos de negocios para sistemas de almacenamiento bajo el enfoque de distintos agentes del mercado eléctrico, los cuales aún cuentan con barreras en su implementación a nivel nacional como internacional.

Dentro de los objetivos específicos, primero fue realizar una revisión de las experiencias internacionales y nacionales en sistemas de almacenamiento, tanto en su regulación como en sus modelos de negocios.

De las experiencias internacionales se concluye lo siguiente:

- En su mayoría fueron centrales de bombeo instaladas en entornos de mercados verticalmente integrados, siendo un complemento a centrales nucleares, con el fin de poder mantenerlas operado en base.
- Se reconoce la importancia de que las políticas de energías renovables se encuentren alineadas con las tecnologías de almacenamiento. No obstante, se recomienda una aterrizada implementación de éstas, correspondiendo al actual desarrollo y costos de inversión. Ejemplo de lo anterior es el caso español, donde mediante un apoyo gubernamental, es el principal desarrollador de centrales a concentración solar, pero una deficiente ejecución de sus políticas terminó en generar un equivalente a una burbuja inmobiliaria en estas centrales.
- A nivel internacional se encontró una falta en el desarrollo de una clasificación que reconozca la naturaleza mixta del almacenamiento como generador y consumo, sin encontrar una línea común entre los distintos países. Esto último desencadena que los reguladores aún resistan la posibilidad de que empresas de transmisión y distribución sean propietarias de estas tecnologías, a pesar de ser un claro candidato como activo de red.

Por otra parte, de las experiencias nacionales se concluye que:

- A pesar de que la LGSE ya reconoce a los sistemas de almacenamiento, a nivel nacional existe una escasa regulación frente a estas tecnologías, siendo actualmente las asociadas a centrales de bombeo la más desarrollada.
- En consecuencia, existe una falta en la identificación de estas tecnologías en la ley, recomendando desarrollar una correcta clasificación entre sus distintas escalas y tipos.
- Finalmente, se identifican modelos de negocio puntuales con centrales BESS, correspondiente al cumplimiento de obligación de reserva en giro y en disminución de eventos de operación a mínimo técnico por parte de centrales convencionales. No obstante, dado los recientes cambios en la ley, estos negocios han sufrido modificaciones en su captura de valor.

Un segundo objetivo fue realizar una clasificación de modelos de negocio bajo el enfoque de distintos agentes del mercado, concluyendo lo siguiente:

- Dada la sinergia entre sus aplicaciones, se encontró un interés en instalar sistemas de almacenamiento tanto por parte de consumidores, como empresas transmisoras y de generación. Estos fueron analizados según su riesgo financiero, regulatorio y operativo, identificándose que Chile aún cuenta con una falta en el desarrollo y flexibilidad regulatoria.
- En el caso de consumidores residenciales, existe una falta en el desarrollo tarifario que provoque incentivos a la inversión. Además, se identifica la importancia de la participación de un agente agregador que actúe como interfaz para ofrecer servicios al operador de la red.
- En el caso de consumidores industriales, existe una falta en el reconocimiento por parte del regulador sobre los servicios que podrían ofrecer en el mercado mayorista. Un mayor poder de participación por parte de estos podría derivar en un mayor reconocimiento de las distintas aplicaciones del almacenamiento.
- Para el caso de empresas generadoras, el almacenamiento aparece como un complemento al portafolio de centrales convencionales, o, por otro lado, para percibir mayores ingresos por potencia en centrales renovables. No obstante, modelos que consideren arbitraje de precios y servicios complementarios aún cuentan con incertidumbres regulatorias respecto a su captura de valor.
- En caso de empresas de transmisión, un modelo “operador comercializador” provoca que el regulador actúe de manera reticente a que estas empresas sean dueñas de centrales de almacenamiento, dada la posibilidad de prácticas anticompetitivas. Una correcta regulación sobre la operación de estas centrales, y su reconocimiento como activo de red, podría mitigar dichas prácticas.
- Finalmente, para el desarrollo de negocios en distribución, se observa como necesario un cambio en la función de las distribuidoras, la cual debe pasar de ser un operador de la red a un operador de sistema. Esto último, motiva a realizar un nuevo esquema tarifario desacoplado de la energía, con la idea de contar con un mercado de distribución más abierto y competitivo. Además, se recomienda desarrollar una legislación más transparente sobre la información del consumo de los usuarios.

Sin embargo, lo anterior podría generar rechazo por parte de empresas distribuidoras, reconociéndose la importancia de definir su futura capacidad de participación en el mercado.

- Por lo tanto, se concluye que aún falta un desarrollo regulatorio que promueva el aprovechamiento de las aplicaciones de los sistemas de almacenamiento entre los distintos agentes del mercado.

Un tercer objetivo fue cuantificar la propuesta de valor de los sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico nacional, donde los resultados mostraron beneficios en costos operativos, mayor aporte ERNC; y flexibilidad y confiabilidad en la operación del sistema eléctrico.

- A pesar de que la incorporación de centrales renovables provoca una disminución en los costos operativos, éstas tienen como consecuencia que el sistema dependa en mayor medida de la disponibilidad de las centrales de respaldo, además de aumentar la exigencia operacional de las tecnologías que se despachan como base. Esto se sustenta en la comparación del escenario base y el escenario ERNC planteado en el estudio, donde las centrales GNL aumentan su cantidad de encendidos, mientras que las centrales a carbón son exigidas en su seguimiento de carga.
- Seguidamente, considerando dicho escenario ERNC, se realizan tres sensibilidades de ubicación de sistemas de almacenamiento, obteniéndose principalmente un desplazamiento de las centrales de punta, junto a un aplanamiento de la curva de costo marginales. Una primera sensibilidad considera un sistema de almacenamiento de 300 [MW]/1000 [MWh] en la sub-estación Lagunas, provocando beneficios operativos en la baja de la intensidad del seguimiento de carga por parte de las centrales a carbón, y en la disminución de encendidos por parte de centrales GNL. Además, en aspectos de confiabilidad, el sistema de almacenamiento provoca una menor dependencia de la interconexión SIC-SING, junto a una mayor independencia ante distintos escenarios hidrológicos. Luego, una segunda sensibilidad considera un almacenamiento de las mismas características tanto en la sub-estación Lagunas como en la sub-estación Los Changos – Kapatour, revelando la importancia en la ubicación óptima de los sistemas de almacenamiento para maximizar su aporte. Finalmente, se simula la sensibilidad de un almacenamiento operando en un contexto del SING interconectado a baja escala con Perú, sin provocar una pérdida en su valor, pero sí en su margen operacional.

Dada la propuesta de valor de estas tecnologías, un último objetivo fue evaluar y analizar modelos de negocios para una empresa generadora en aquel escenario ERNC, estudiándose tres tipos.

- Primero, se analiza un modelo basado en maximizar los ingresos por arbitraje suponiendo la facultad de poder decidir el perfil de consumo de la central.

Se simuló el caso de un almacenamiento con 300 [MW]/1000[MWh] en la sub-estación Lagunas, resultando obtener un aumento en los ingresos comparado a una operación coordinada en un 3,3% en promedio entre las hidrologías. Además, este resultado generó un alza en los costos del sistema en un 0,4%, provocando así, una pérdida social.

De esta forma, se reconoce un caso particular en el cual un sistema de almacenamiento con gran capacidad en potencia cuenta con la posibilidad de ejercer un cierto poder de mercado, mediante la disminución de su nivel de carga. No obstante, para este caso de estudio, en el mejor de los escenarios los costos de inversión en torno a los 708 [USD/kW] justifica considerar a estas tecnologías. Asimismo, la existencia de un pago por potencia basado en la cantidad de energía almacenada podría provocar que una operación de este estilo no sea conveniente.

Aunque esta situación es sólo aplicable al caso planteado, puesto que, para tener una apreciación global sobre la regulación de la operación de estas tecnologías a nivel nacional, se requiere de una investigación que evalúe distintas capacidades y ubicaciones de almacenamiento utilizando la metodología propuesta anteriormente.

- Segundo, dado el beneficio que generan estas tecnologías en aportar en reservas sistémicas, se analiza un modelo basado en el actual sistema remunerativo de reserva en giro.

Se evalúa el mismo caso de almacenamiento en Lagunas con 300 [MW]/1000[MWh], pero adicionando el servicio de reservas para CSF, comprobándose una disminución adicional en los costos operativos en un 0,2% producto del reemplazo de la reserva provista por las centrales menos costosas del sistema. También, se aprecia una participación más activa respecto a este servicio en hidrología seca, producto del valor de la energía almacenada.

En comparación a sólo concebir al almacenamiento en la aplicación de movimientos de bloques de energía, las utilidades mostraron un alza en un 33,5% en promedio entre las hidrologías, desplazando principalmente del mercado a las centrales GNL.

No obstante, el método actual de valorización de la reserva en giro considera la diferencia entre el costo variable de la central y el costo marginal de cada hora. Esto último, provoca que en los resultados se identificaran diferencias en la valorización del producto de reserva aportado por las distintas tecnologías, a pesar de considerarse como un producto de las mismas características.

Por este motivo, se analiza remunerar a un mismo precio la reserva de las centrales utilizando el costo marginal de la reserva. Dado que este precio refleja indiferencia entre guardar o suministrar la energía, se obtiene sólo un alza de un 0,7% en promedio entre las hidrologías. Así, se identifica la importancia en cómo se desarrollará en el futuro el mercado de servicios complementarios, con tal de poder tener un juicio más definitivo en esta materia.

- Finalmente, se analiza un modelo de negocios basado en concebir al almacenamiento como complemento a una central solar, y operar como un generador equivalente. El caso consideró resolver un problema de inversión para el suministro de un consumo minero de 50 MW en el mismo punto de retiro.

La metodología propuesta no se desarrolla de manera satisfactoria dada la naturaleza entera-mixta del problema de optimización utilizado. Sin embargo, de los costos de inversión considerados se obtuvo una instalación de una central solar de 112 [MW], junto a un sistema de almacenamiento de 61,5 [MW] con capacidad para suministrar durante 7,4 horas continuas. Este resultado da cuenta de las características necesarias que debe tener un sistema de almacenamiento para este tipo de aplicaciones, donde su operación basada en perfiles de disponibilidad no obtuvo una solución distante al de una operación coordinada.

Por ende, una inversión basada en seguir la curva de consumo de un cliente en su totalidad resulta ineficiente desde el punto de vista de mercado, pero desde el punto de vista de riesgo, se tiene un mayor control de suministro al cliente.

Además, la captura de valor de este modelo sólo resulta interesante para sistemas de almacenamiento que actualmente no tienen una regulación respecto a su pago por potencia de suficiencia, como es el caso de baterías, y percibir dicho ingreso siendo complemento a centrales ERNC.

Se concluye que dada la sinergia entre las aplicaciones del almacenamiento existen diversos modelos de negocios, resultando los de mayor interés aquellos basados en servicios complementarios. Sin embargo, éstos aún cuentan con un riesgo regulatorio, además de la necesidad en la baja de los costos de inversión.

8. Trabajo Futuro

Como trabajo futuro se propone elaborar un método matemático que demuestre de manera formal la estrategia operacional que maximice el ingreso que podría percibir un sistema de almacenamiento en caso de que el dueño tenga la facultad de decidir el perfil de consumo, considerando una decisión de inversión óptima.

Además, realizar un barrido respecto a capacidades y ubicación de almacenamiento, con tal de identificar a qué niveles de capacidad de potencia un sistema de almacenamiento puede ejercer un poder de mercado en el sistema eléctrico nacional.

Luego, identificar una estrategia de operación tal que maximice la captura de valor de los ingresos por arbitraje y reservas sistémicas, en caso de que se tenga certeza en cómo se remunera este servicio.

Finalmente, en caso de sistemas de almacenamiento con grandes capacidades de energía, como centrales de bombeo, evaluar la estrategia operacional que maximice el pago por potencia, procurando mantener una cantidad energía almacenada, donde las variables de decisión sean la inversión potencia y energía.

Bibliografía

- [1] E.Barbour, Y. Li. A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets. 2016.
- [2] Walter Boltz. Chapter 8 – The Challenges of Electricity Market Regulation in the European Union. 2013.
- [3] Jan Abrell. The Swiss Wholesale Electricity Market. 2016
- [4] Electricity Storage: How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU. THINK
- [5] O.H. Anuta. An international review of the implications of regulatory and electricity market structures on the emergence of grid scale electricity storage. 2014.
- [6] Masiello BRD, Roberts B, Sloan T. Business Models for Deploying and Operating Energy Storage and Risk Mitigation Aspects. Proc IEEE 2014.
- [7] Krajacic G. Feed-in tariffs for promotion of energy storage technologies. Energy Policy 2011;39:1410-25.
- [8] Krajacic G. Analysis of financial mechanisms in support to new pumped hydropower storage projects in Croatia. 2013
- [9] D.Connolly, H.Lund. Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage (PHES) utilizing electricity price arbitrage. 2011.
- [10] Bernardo Rangoni. A contribution on electricity storage: The case of hydro-pumped storage appraisal and commissioning in Italy and Spain.
- [11] Carlos Suazo-Martinez, Eduardo Pereira-Bonvallet, Rodrigo Palma-Behnke, Xiao-Ping Zhang. Impacts of Energy Storage on Short Term Operation.2014.
- [12] Commercial strategy for operating energy storage in supporting integration of renewable generation
- [13] Efficiency and Performance of a New Ternary Energy Storage Model in the Electricity Market. Cuong P. Nguyen.
- [14] Resource Commitment and Dispatch in the PJM Wholesale Electricity Market. Fuente: <http://www.ferc.gov/CalendarFiles/20110628072854-Jun28-SesA2-Ward-PJM.pdf>
- [15] A Review of Generation Compensation and Cost Elements in the PJM Market.
- [16] Ming Z, Overall review of pumped-hydro energy storage in China: Status quo, operation mechanism and policy barriers

- [17] Business Requirements Specification.. Regulation Energy Management (REM) Non Generator Resource (NGR). Version 0.16 October 19, 2011. <https://www.caiso.com/Documents/RegulationEnergyManagementBusinessRequirementsSpecificationV016Clean.pdf>
- [18] CAISO- Market processes and products. <http://www.caiso.com/market/Pages/MarketProcesses.aspx>
- [21] Informe preliminar Grupo N°3 : “Los modelos de negocio de la distribución”. Comisión Nacional de Energía. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/11/Informe-preliminar-Taller-1-Grupo-3-v14.pdf>
- [22] Modelo de negocio para venta de energía generada por planta fotovoltaica para autoconsumo e inyección de excedentes de energía conforme a la legislación chilena -GIZ-2015
- [23] Smartest Energy, UK, <http://www.smartestenergy.com>
- [24] Smarter Network Storage-Business model consultation. UK Power Networks
- [25] Promotion of concentrating solar thermal power (CSP) in Spain. Helena Martín. 2015
- [26] Estudio ERNC – Efectos técnico-económicos de la integración de energía eólica y solar en el SING – Escenario año 2017, CDEC SING, 2015
- [27] Estudio ERNC – Flexibilidad y sistemas de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el año 2021, CDEC SING, Diciembre 2016.
- [28] Technical Support to Peru/Chile. Peru-Chile Interconnector: Planning Analysis Study. Deloitte.
- [29] "Tratamiento Dispositivos Tipo BESS". Procedimiento dirección de peajes. CDEC SING. 2009.
- [30] <http://www.scmp.com/business/companies/article/2018410/china-presses-ahead-power-pricing-reform> - South China Morning Post
- [31] Lazaros Gkatzikis ,The Role of Aggregators in Smart Grid Demand Response Markets, IEEE 2013.
- [32] Alternativas de localización de ERNC para reducir riesgos en la seguridad de suministro, Seminario internacional CIGRE – Gestión de Riesgos en la Operación y Planificación, Cigré Comité Chileno, Juan Pablo Avalos, 2017.
- [33] Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de reservas, 2016. Coordinador Eléctrico Nacional.
- [34] V. Silva, “Value of flexibility in systems with large wind penetration,” Electric power. Imperial College London, 2010.

- [35] Sebastián de la Torre, Price Maker Self-Scheduling in a Pool-Based Electricity Market: A Mixed-Integer LP Approach. IEEE
- [36] Behnam Zakeri. Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis
- [37] Centro de Energía (FCFM), “Sistemas de almacenamiento de energía para habilitar integración de ERNC,” vol. I, 2012.
- [38] Review and prospect of compressed air energy storage system. Laijun CHEN, 2016.
- [39] Chun Sing Lai. Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. 2016.

Anexos

Anexo A. Regulación del mercado eléctrico en Chile

a) Pago por potencia

El pago por potencia ha tenido un desarrollo durante décadas, partiendo por el DS N°6 en 1985, donde pagaba a una generadora simplemente por la potencia que podría ofertar. Luego, el DS N°327 incluyó aspectos de indisponibilidad, variabilidad hidrológica, nivel de embalses y tiempos de partidas

En la actualidad, dado el reconocimiento de los servicios complementarios en el mercado chileno, el pago por potencia pasó de la firme a la de suficiencia (DS62/2006), sólo reconociéndose el aporte de las centrales en la suficiencia del sistema, y quitando criterios de seguridad (estos fueron traspasados a los SSCC).

b) Servicios complementarios

En la presente sección se describe la información utilizada para el modelo de negocios de prestación de servicios complementarios.

En el año 2016 se comenzó a aplicar el DS N°130, reglamento que refiere a los servicios complementarios, en el cual se detalla qué servicios son considerados, y cómo se remunera. No obstante, esta aplicación se encontraba con una demora de diez años dada la espera a la entrada del pago por potencia de suficiencia (DS62/2006).

Dada la fusión de ambos CDEC en un solo Coordinador, posteriormente toda la normativa referente a los servicios complementarios se homologó en normas técnicas, las cuales actualmente son responsabilidad de la CNE.

Sin embargo, dicha norma será reestructurada para el año 2021, dado que comenzará un mercado de servicios complementarios.

b.1) Remuneración de reserva en giro

La norma técnica de servicios complementarios a los que se refiere el DS N°130 indica el método de remuneración para cada servicio. Para efectos del modelo de negocios basado en la prestación de servicios complementarios al sistema, a continuación se indica el método actualmente utilizado para remunerar la reserva en giro.

Los montos a remunerar a las empresas coordinadas se determinan según un sistema de cuotas que cada central debe aportar para cumplir con los requerimientos establecidos por el Coordinador, donde según el despacho resultante, se define si son excedentarios o deficitarios.

En caso de centrales excedentarias, el servicio es pagado por parte de todas las centrales deficitarias, cuyo valor dependerá de los costos variables de las centrales y los costos marginales horarios.

Para el cálculo de dichos ingresos/pagos, se realiza lo siguiente:

- a) Se determina el Margen de Reserva efectivo horario para las unidades generadoras que prestan el servicio de control de frecuencia, según la siguiente expresión:

$$MRE_{i,h} = PMax_{i,h} - PDesp_{i,h}$$

Donde:

$MRE_{i,h}$: Margen de Reserva Efectivo de la unidad generador i e la hora h , expresada en MW

$PMax_{i,h}$: Potencia máxima neta de la unidad generadora i en la hora h , de acuerdo a lo informado por el Coordinador en el Programa Diario correspondiente o declarada al Coordinador en la operación real, expresada en MW.

$PDesp_{i,h}$: Potencia media neta efectivamente despachada para la unidad generadora i en la hora h , expresada en MW.

El margen de reserva efectivo no considera la potencia que pudiese ser aportada por la unidad marginal del sistema, ni aquella proporcionada por las unidades que operaron a costo variable superior al costo marginal.

- b) Se calcula el Margen horario de Reserva Total del sistema como:

$$RTot_h = \sum_{i=1}^n (MRE_{i,h})$$

Donde:

$RTot_h$: Reserva total del sistema para la hora h .

n : Número de unidades generadoras que prestan el servicio de control de frecuencia.

- c) Para cada unidad generadora del sistema, se determina la cuota horario de reserva en giro como:

$$C_{i,h} = RTot_h \cdot \frac{(PDesp_{i,h} + MRE_{i,h})}{\sum_{j=1}^m (PDesp_{j,h} + MRE_{i,h})}$$

$C_{i,h}$: Cuota de la unidad generadora i para la hora h , expresada en MW.

m : Número de unidades generadoras en operación durante la hora h , excluyendo aquellas unidades que operaron a un costo variable de operación superior al costo marginal horario del sistema, o a mínimo técnico

No se considerará en la determinación de la cuota a aquellas unidades de generación que operaron a un costo variable de operación superior al costo marginal horario del sistema, o a mínimo técnico.

- d) Tanto para las unidades generadoras que no prestaron el servicio de control de frecuencia como para aquellas que lo prestaron, se calculará el valor por reserva en giro mensual de la siguiente manera:

$$VR_i = \sum_{h=1}^{htot} (C_{i,h} - MRE_{i,h}) \times \text{Max}\{CMg_{i,h} - COP_{i,h}, 0\}$$

Donde:

VR_i : Valor por reserva en giro para la unidad generadora i, expresado en USD.

$C_{i,h}$: Cuota de reserva en giro de la unidad generadora i en la hora h, expresado en MW.

$CMg_{i,h}$: Costo marginal horario en la barra de valorización de la unidad generadora i para la hora h, expresado en USD/MWh.

$COP_{i,h}$: Costo Unitario de Operación de la unidad generadora i en la hora h, expresado en USD/MWh.

$htot$: Total de horas del mes.

Se calcula el monto mensual a remunerar por concepto de reserva en giro de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$VRp = \sum_{i=1}^{NC} \text{Max}(VR_i, 0)$$

$$VRn = \sum_{i=1}^{NC} \text{Min}(VR, 0)$$

$$VRr = \text{Min}(VRp, -VRn)$$

Donde:

VRp : Suma total de los valores por reserva en giro positivos del mes.

VRn : Suma total de los valores por reserva en giro negativos del mes.

NC: Número total de Unidades Generadoras.

- e) El monto total que debe compensar una unidad generadora en el Período de Operación, se obtiene de la siguiente expresión:

$$VRpri = \frac{\text{Max}(VR_i, 0)}{VRp} VRr$$

Donde:

$VRpri$: Valor que debe compensar la unidad generadora i

- f) Finalmente, a cada unidad generadora que resulte con un valor por reserva en giro positivo en el mes, le corresponderá remunerar el monto $VRpri$ determinado en el literal e) que será distribuido entre todas las unidades generadoras que resulten con valores negativos por reserva en giro mensual, en la proporción en que cada una de estas últimas participe del total de los valores por reserva en giro mensual negativos del mes VRn .

$$VRnr_i = \frac{\text{Min}(VR_i, 0)}{VRn} VRr$$

Donde:

$VRnr_i$: Remuneración de la unidad generadora i.

Anexo B. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento

En el presente anexo se muestran las distintas aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía.

A grandes rasgos, las aplicaciones se pueden separar en aplicaciones de energía y de potencia. Las primeras utilizan centrales para almacenar grandes cantidades de energía, con el fin de suministrar durante horas o días. Las segundas, se utilizan para aplicaciones con períodos de tiempo cortos, siendo del orden de minutos.

Las aplicaciones consideradas fueron las siguientes:

- a) **Movimiento de bloques de energía.** Utilización de sistemas de almacenamiento para cargar durante un periodo de tiempo, y posteriormente utilizar dicha energía en un futuro período, según algún criterio económico o de seguridad.
- b) **Aporte de reservas sistémicas:** Uso de almacenamiento para reservas sistémicas, tanto para control primario, como secundario y terciario. La determinación de qué tipo de reserva puede proveer, depende de las capacidades de la central, junto con su rapidez de respuesta.
- c) **Seguimiento de carga:** Uso de sistemas de almacenamiento para seguir carga dado cambios de demanda o generación, aportando flexibilidad al sistema.
- d) **Mejora en factor de planta centrales ERNC:** Uso de sistemas de almacenamiento para una disminución en la variabilidad de la generación ERNC, influyendo en los recortes, y en la cantidad de horas que se percibe la central como aporte a la suficiencia del sistema.
- e) **Soporte en integrar a la red una central ERNC:** Uso de sistemas de almacenamiento para integrar centrales ERNC al sistema, disminuyendo la variabilidad y mejora en la calidad de su generación.
- f) **Soporte de red:** Uso del almacenamiento para dar soporte en anomalías y perturbaciones, como huecos de tensión, inestabilidad de tensión y resonancia sub-síncrona. Principalmente se utilizan sistemas que tengan respuestas rápidas, con el fin de obtener un sistema estable y confiable.
- g) **Aplazamiento en inversiones en transmisión:** Dado que la capacidad de las líneas se calculan según la futura carga máxima, la cual además ocurre pocas horas durante el año, se utilizan sistemas de almacenamiento como activo de transmisión con el fin de aplazar el reforzamiento de la capacidad de los circuitos.

- h) Gestión del consumo eléctrico:** Aplicaciones de principal interés para consumidores, que consiste en modificar la curva de consumo según tarifas y pagos por posibles servicios prestados a la red.
- i) Confiabilidad de suministro:** Utilización de sistemas de almacenamiento para minimizar el riesgo en cortes de suministro. Esta aplicación es de principal interés para consumidores, los cuales minimizan las pérdidas económicas en sus actividades producto de la falta del insumo eléctrico.
- j) Calidad de consumo eléctrico:** Utilización de sistemas de almacenamiento con el fin de mejorar la calidad del producto electricidad. En caso de los suministradores, se utilizan el almacenamiento para cumplir estándares en variaciones en tensión, magnitud de frecuencia, nivel de armónicos, e interrupción de suministro. En caso de consumidores, se utiliza el almacenamiento en caso que las necesidades se encuentren fuera de los estándares a que deba cumplir la empresa suministradora anteriormente mencionados.

Anexo C. Formalización de la etapa de maximización de utilidad.

A continuación, se presenta el modelo matemático utilizado en la etapa de maximización de utilidad en la fase de exploración.

a) Nomenclatura

Funciones

$\lambda_t(D_t)$ = Función discontinua escalonada monótona decreciente, para cada hora t , expresando el costo marginal del sistema en función de la energía descargada por el ESS.

$\lambda_t(C_t)$ = Función discontinua escalonada monótona creciente, para cada hora t , expresando el costo marginal del sistema en función de la energía cargada por el ESS.

R_t = Ingresos del dueño del ESS obtenido del mercado spot.

Constantes

T = Conjunto de todas las horas correspondientes a la venta de tiempo analizada.

$\lambda_{t,s}$ = Precio correspondiente al escalón s de la curva de precios de la hora t .

n_t = Número de escalones de la curva de precios correspondientes a la hora t .

$c_{t,s}^{max}$ = Carga máxima correspondiente al escalón s de la curva correspondiente a la hora t .

$c_{t,s}^{min}$ = Carga mínima correspondiente al escalón s de la curva correspondiente a la hora t .

$d_{t,s}^{max}$ = Descarga máxima correspondiente al escalón s de la curva correspondiente a la hora t .

$d_{t,s}^{min}$ = Descarga mínima correspondiente al escalón s de la curva correspondiente a la hora t .

d_{ESS}^{max} = Capacidad mínima de descarga del sistema de almacenamiento.

c_{ESS}^{max} = Capacidad máxima de descarga del sistema de almacenamiento.

η_{ESS} = Eficiencia del sistema de almacenamiento.

E_{ESS}^{max} = Capacidad máxima de almacenamiento de energía del ESS.

VARIABLES DE DECISIÓN

D_t = Decisión de descarga del ESS en la hora t .

C_t = Decisión de carga del ESS en la hora t .

E_t = Cantidad de energía almacenada por el ESS en la hora t .

$d_{t,s}$ = Variable real que representa el valor fraccional de descarga correspondiente al escalón s perteneciente a la curva de precios de la hora t .

$c_{t,s}$ = Variable real que representa el valor fraccional de carga correspondiente al escalón s perteneciente a la curva de precios de la hora t .

$u_{t,s}$ = Variable binaria, la cual es igual a 1 si la decisión de descarga se encuentra en el escalón s en la hora t , y cero en caso contrario.

$v_{t,s}$ = Variable binaria, la cual es igual a 1 si la decisión de carga se encuentra en el escalón s en la hora t , y cero en caso contrario.

b) Modelo de optimización

La función objetivo (C.1) consiste en maximizar los ingresos de energía del mercado spot dada la información de costos marginales para los distintos niveles de carga y descarga, arbitrando precios entre las horas de la ventana de tiempo en estudio. [35]

$$FO: \max_{D_t, C_t} \sum_{t=1}^T [\lambda_t(D_t)D_t - \lambda_t(C_t)C_t] \quad (C.1)$$

Sin embargo, esta función no es lineal, dado el producto entre variables de decisión que aparecen en dicha función objetivo, y además las funciones $\lambda_t(D_t)$ y $\lambda_t(C_t)$ son escalonadas no continuas.

Para resolver esto, el problema se puede linealizar utilizando variables binarias, lo que pasaría a ser un problema de programación lineal entero mixto (MILP). Esto se presenta en (C.2)

$$FO : \max_{D_t, C_t} \sum_{t=1}^T \left[\sum_{s=1}^{n_t} \lambda_{t,s}(d_{t,s} + u_{t,s}d_{t,s}^{min}) - \sum_{s=1}^{n_t} \lambda_{t,s}(c_{t,s} + v_{t,s}c_{t,s}^{min}) \right] \quad (C.2)$$

s. a

$$d_{t,s} \leq d_{ESS}^{max} \quad (C.2.1)$$

$$c_{t,s} \leq c_{ESS}^{max} \quad (C.2.2)$$

$$E_t \leq E_{ESS}^{max} \quad (C.2.3)$$

$$0 \leq d_{t,s} \leq u_{t,s}(d_{t,s}^{max} - d_{t,s}^{min}) \quad (C.2.4)$$

$$0 \leq c_{t,s} \leq v_{t,s}(c_{t,s}^{max} - c_{t,s}^{min}) \quad (C.2.5)$$

$$\sum_{s=1}^{n_t} u_{t,s} = 1$$

$$\sum_{s=1}^{n_t} v_{t,s} = 1$$

$$E_t = E_{t-1} + \eta_{ESS}v_{t,s}(c_{t,s} + v_{t,s}c_{t,s}^{min}) - u_{t,s}(d_{t,s} + u_{t,s}d_{t,s}^{min}) \quad (C.2.8)$$

$$E_{t=1} = 0 \quad (C.2.9)$$

$$E_{t=T} = 0 \quad (C.2.10)$$

$$c_{1,s} = 0 \quad (C.2.11)$$

$$d_{1,s} = 0 \quad (C.2.12)$$

Anexo D. Anualidad y costo nivelado de una central

El costo nivelado de la central se utiliza como referencia para saber el precio que se debe vender una unidad de energía, con tal de recuperar los costos de inversión y operación.

El costo nivelado es calculado según (D.1)

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_{PV,t}}{(1+r)^t}} \quad (D.1)$$

Donde:

C_t = Costos de inversión anualizada de una central solar para una vida útil T . Valor en dólares.

E_{t} = Producción esperada por la central, durante un horizonte de tiempo T en [MWh]

r = Tasa de interés

Por otro lado, la anualidad de una inversión se calcula según (D.2)

$$Anualidad = Inversión \times \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}} \quad (D.2)$$

Donde:

r = Tasa de interés

n = Período de evaluación

Anexo E. Transferencias por interconexión con Perú.

El presente anexo muestra el modelamiento de la interconexión de Chile con Perú en el software AMEBA, junto con su resultado operativo.

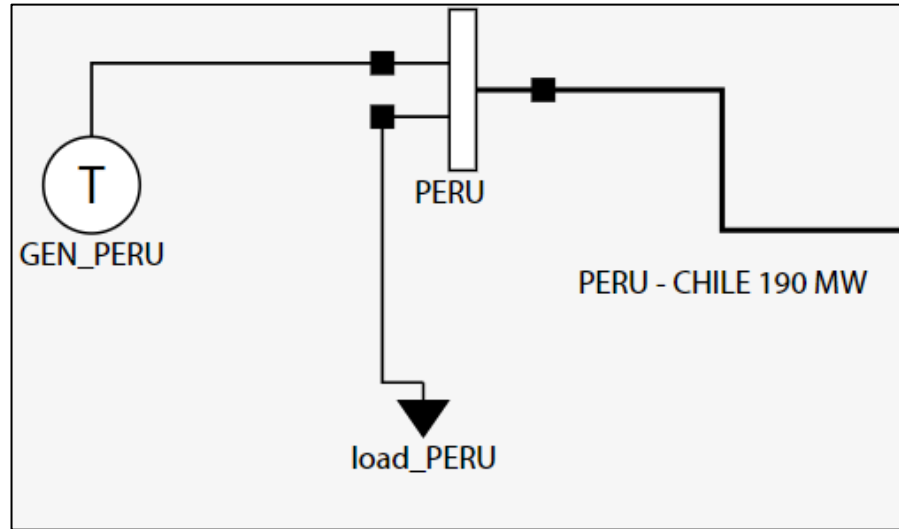


Tabla ANEXO E 1. Modelamiento de la Interconexión entre Perú y Chile



Ilustración ANEXO E 1 Flujo promedio anual interconexión con Perú.