

Alternativas de venta y perspectivas de costos marginales futuros: desafíos para la mini hidro



21 de junio de 2017



Mercado mayorista muy competitivo

Varias opciones de contratos

Precio estabilizado interesante para la mini hidro

Proyecciones cercanas de CMGs a la baja

Recuperándose lentamente al 2030

Congestión en transmisión del sur afectando el mercado



1. Alternativas de comercialización

1. Mercado spot y mercado de contratos
2. Mercado de contratos - clientes libres
3. Mercado de contratos – licitaciones
4. Energía contratada y proyección de demanda
5. Precio estabilizado

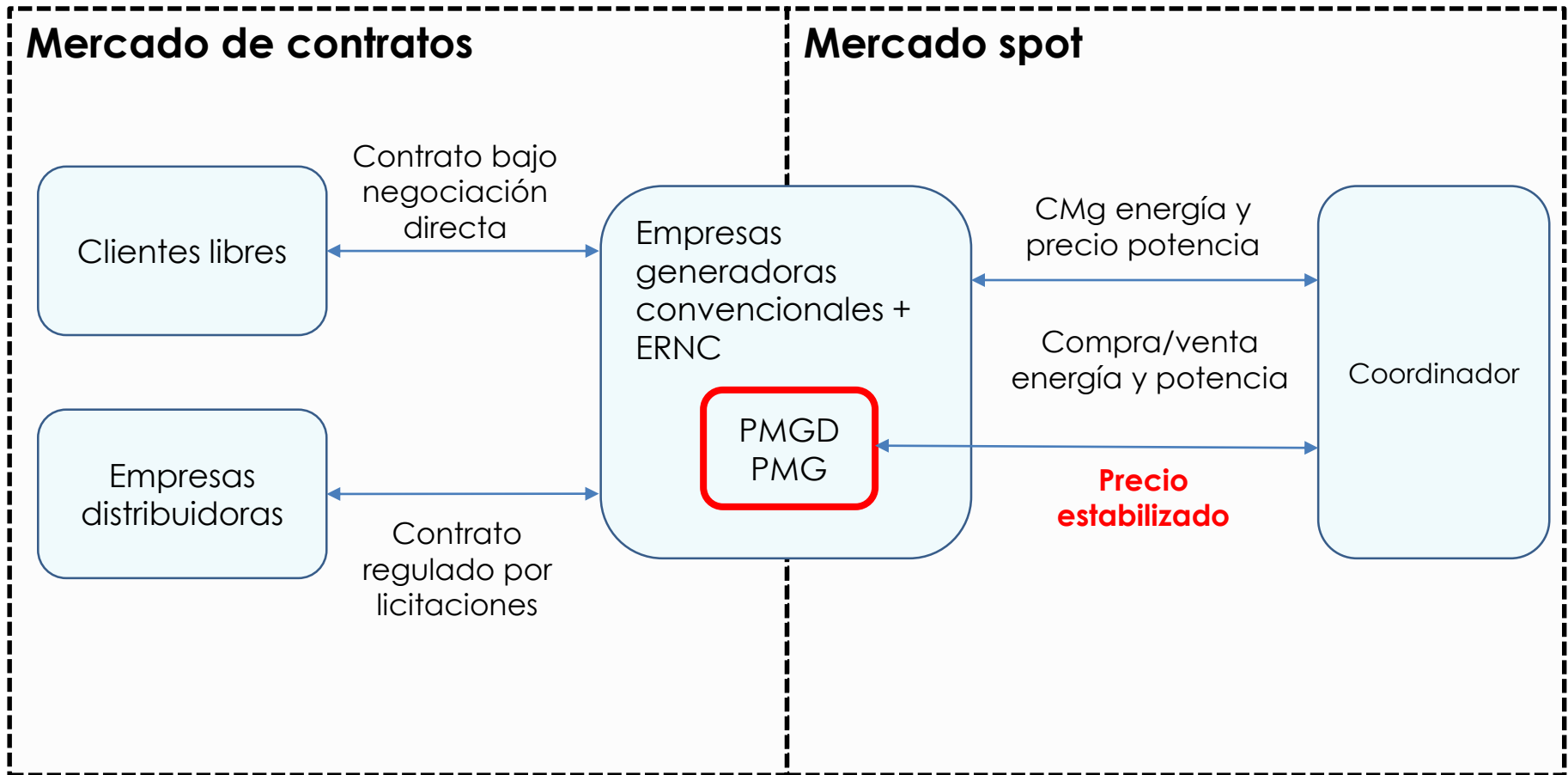
2. Proyección del costo marginal

1. Contexto del mercado
2. Metodología de proyección de largo plazo
3. Modelo de proyección de corto plazo - Helo
4. Principales supuestos de la simulación
5. Resultados y análisis

3. Reflexiones finales

Alternativas de comercialización

Mercado de contratos y Mercado spot



Fuente: SysteP, 2017

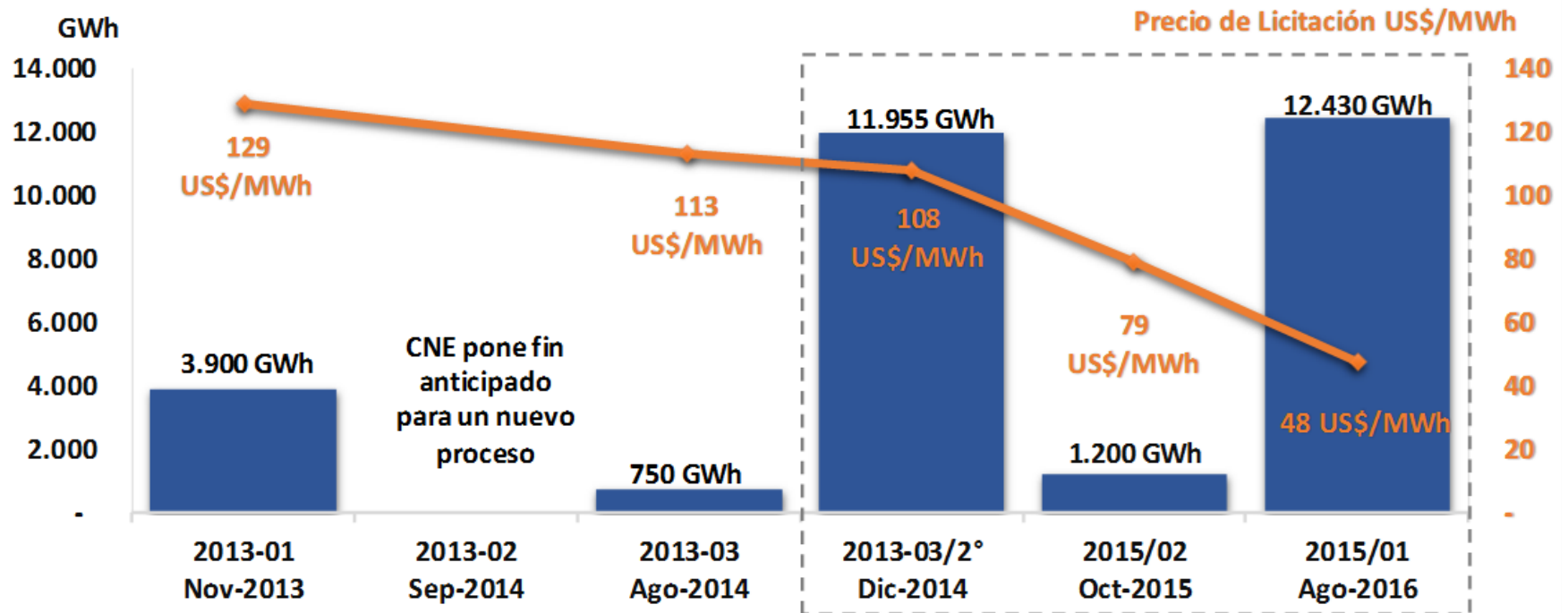


- Posibilidades de contratación por la entrada de nuevos proyectos de consumo (ej: proyectos mineros) o por vencimiento de contratos existentes.
- Precio de contrato estará dado por la visión de precios futuros que tengan el generador y el consumidor.
- Estos precios debiesen tender a la baja porque el mercado se ha tornado más competitivo luego de las últimas licitaciones.



Mercado de contratos – licitaciones

- Resultados de últimas licitaciones de suministro de clientes regulados





- La próxima licitación (2017/01), a desarrollarse el 11 Octubre 2017, agregará bloques estacionales que permiten reducir los riesgos de mercado de los proyectos hidroeléctricos. Se licitarán 2.200 GWh para el periodo 2024-2043.

Licitación 2017/01

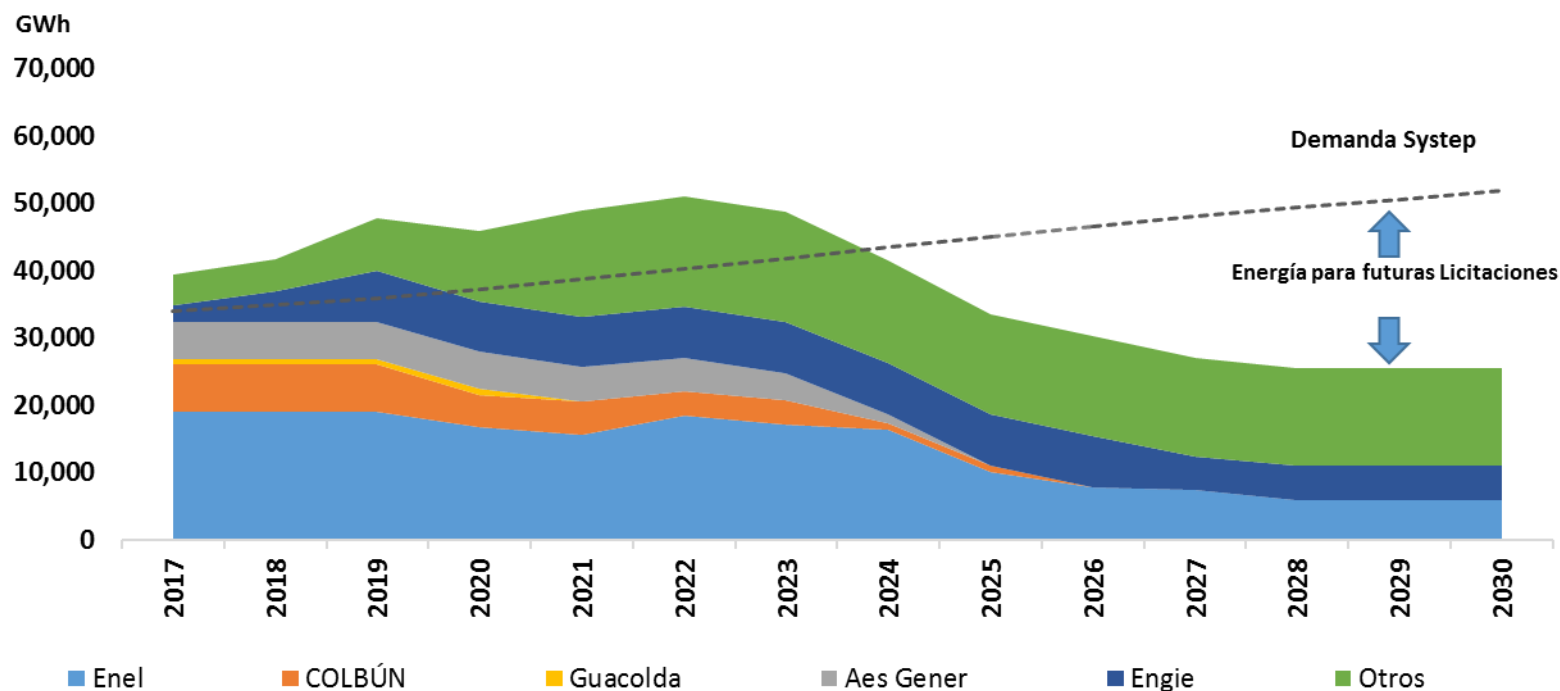
Bloque de suministro	1A	1B	1C	2A	2B	2C	2D
Energía anual [GWh] (Base + Variable)	528	778	394	125	125	125	125
Horario de suministro	0:00 a 7:59 y 23:00 a 23.59	8:00 a 17:59	18:00 a 22:59	24 horas	24 horas	24 horas	24 horas
Subbloques	85	85	85	25	25	25	25
Fecha de suministro	01/ene - 31/dic	01/ene - 31/dic	01/ene - 31/dic	01/ene - 31/mar	01/abr - 30/jun	01/jul - 30/sep	01/oct - 31/dic
Periodo de suministro	2024-2043						

Fuente: CNE, 16 de Junio 2017

Energía contratada – clientes regulados



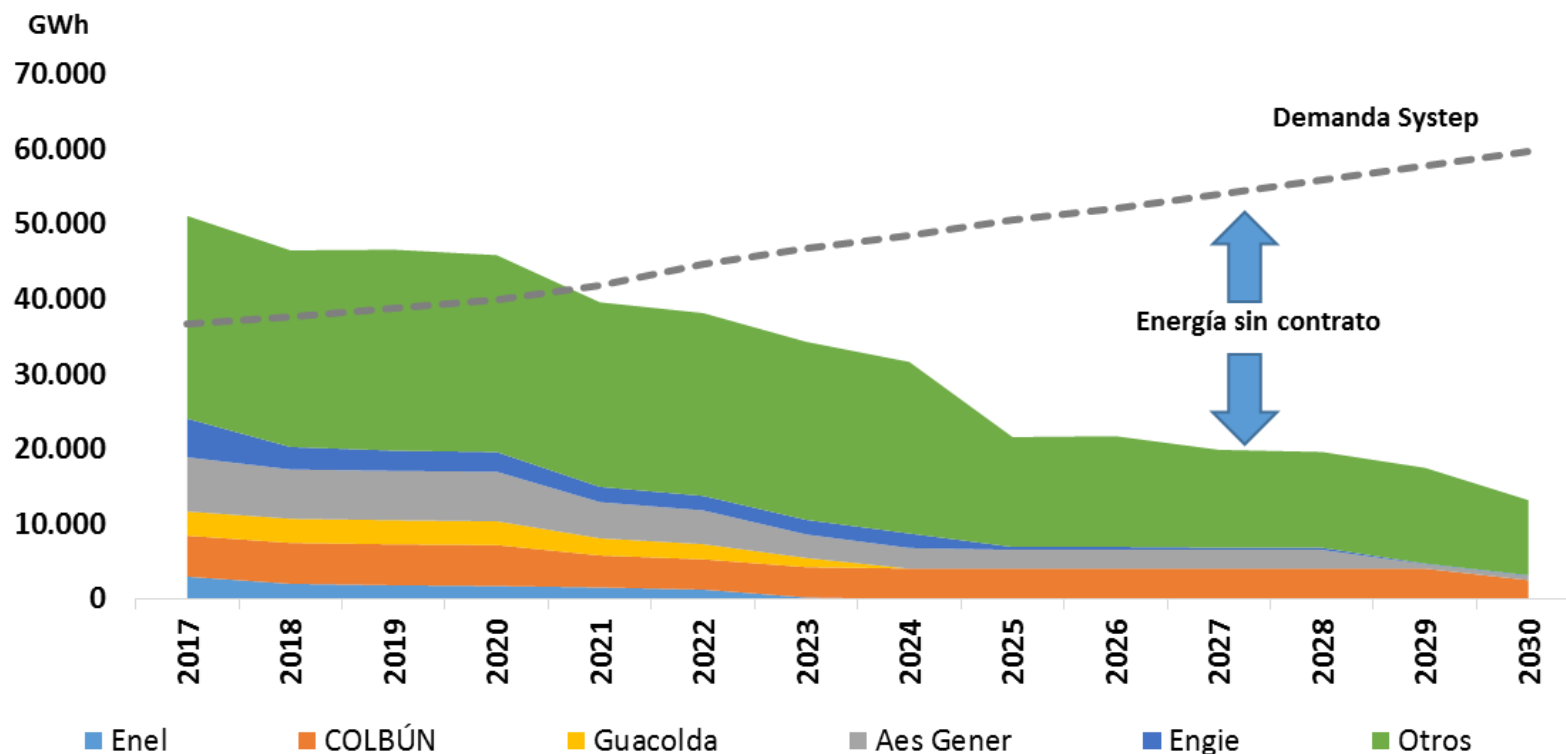
Energía contratada para clientes regulados por empresa generadora y proyección de demanda de System



Año	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Sobrecontratación (%)	16%	20%	33%	23%	27%	27%	17%



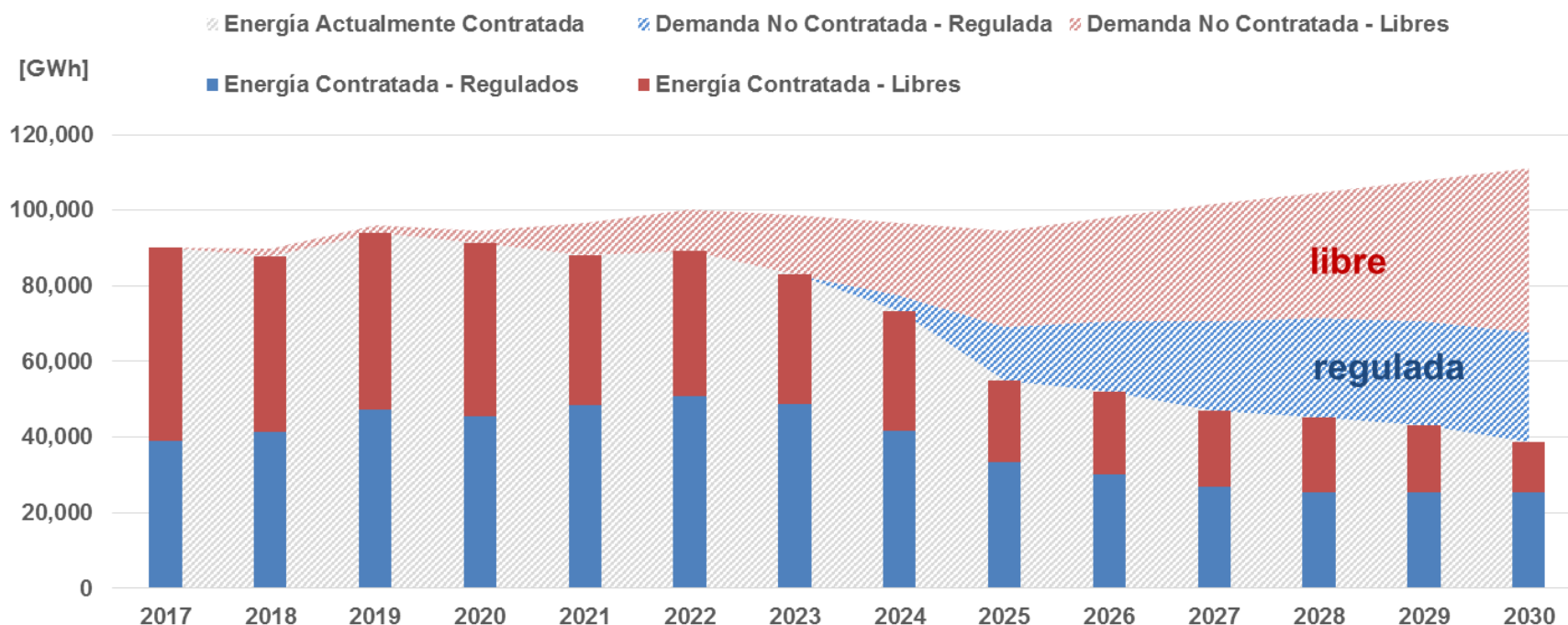
Energía contratada de clientes libres por empresa generadora y proyección de demanda de System



Energía contratada y proyección de demanda



Energía contratada total y proyección de demanda para el SEN



- A partir del 2017 hay demanda libre no contratada producto del vencimiento de contratos, del ingreso de nuevos consumos y de la migración de clientes regulados a libres.
- En base a la proyección Systep, a partir del año 2023 se observa demanda regulada no contratada que crece y es importante al 2024/25 (licitación se cambió del 2023 al 2024).

- Históricamente, el precio estabilizado (monómico) ha sido menor que el costo marginal.
- Sin embargo, eso no significa que esa tendencia continúe en el futuro
- Temor por riesgo regulatorio, eventuales cambios en autodespacho



1. Alternativas de comercialización

1. Mercado spot y mercado de contratos
2. Mercado de contratos - clientes libres
3. Mercado de contratos – licitaciones
4. Energía contratada y proyección de demanda
5. Precio estabilizado

2. **Proyección del costo marginal**

1. **Contexto del mercado**
2. **Metodología de proyección de largo plazo**
3. **Modelo de proyección de corto plazo - HELO**
4. **Principales supuestos de la simulación**
5. **Resultados y análisis**

3. Reflexiones finales



1 Importancia del costo marginal

- Valoriza intercambios en generación entre generadores
- Es por ende factor de riesgo de los generadores
- Evoluciona según condiciones de generación y costos
- Valores bajos reflejan eficiencia en el mercado (uso tecnologías competitivas)
- Ilustra tendencia del mercado y, por ende, costo de desarrollo

2 Factores de dependencia del costo marginal

- Volatilidad
- Tecnologías
- Hidroelectricidad
- Precio de combustibles



1 Incertidumbre en las tecnologías de expansión

- Factores técnicos, regulatorios y sociales (rechazo)

2 Aumento del nivel de competencia

- Nuevos participantes en licitaciones de suministro

3 Cambios regulatorios e integración

- Regulación (transmisión, distribución, derechos de agua, ambiental)
- Revisión de normas técnicas y mesas de trabajo
- Coordinador Eléctrico Nacional

4 Desafíos de la transmisión

- Sistema nacional 500 kV (Crucero-Charrúa) e interconexión SIC-SING
- Planificación de largo plazo.
- Desacoples futuros, particularmente en el sur

Contexto del mercado



EMPRESAS & MERCADOS

Confirman licitación de tres embalses en el segundo semestre

Gabriela Villalobos | 02/06/2017

El avance del Plan Grandes Embalses también tuvo su espacio en la Cuenta Pública. La Presidenta Michelle Bachelet dio cuenta de la construcción del proyecto Valle Hermoso y la ejecución de la construcción en Chirouña, en Arica y Putinacota.

Falta de agua y gas, sumado a restricción en Nehuenco, tensionan al sistema eléctrico

Publicado el 8 De Junio Del 2017

La energía acumulada en los embalses está en uno de los niveles más bajos desde que se tiene registro, mientras que la exportación a Argentina mantiene sin suministro a centrales térmicas claves.

Compartir: [Facebook](#) 6 [Twitter](#) [Google+](#)

Enviar por email | Imprimir

(Diario Financiero) "Tormenta perfecta", el concepto se refiere a la crisis de abastecimiento de energía eléctrica.

14 MARZO, 2017

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL PUBLICA ESTUDIOS QUE ANALIZAN ESCENARIOS PARA LA FUTURA INTERCONEXIÓN DE LOS SISTEMAS SING Y SIC



Proyectos eléctricos caen a su menor nivel a un año de licitación récord

En la industria llaman a monitorear esta señal, ante la incertidumbre en torno a los proyectos adjudicados en ese proceso.

Artículo | Comentarios (0)

Grandes eléctricas ponen en pausa proyectos por 7.500 MW ante baja demanda

Autor: Gustavo Orellana

Caída en los precios de energía hace que gran parte de la cartera sea hoy poco rentable.



Reforzamiento de la zona sur del SIC será un desafío después de la interconexión nacional

Publicado el 14 De Junio Del 2017

Ernesto Huber, gerente de Operaciones del Coordinador Eléctrico Nacional participó en la jornada del Mes de la Energía, organizada por el Colegio de Ingenieros, que abordó el sistema eléctrico, señalando que otro reto de la interconexión es mantener la continuidad operativa.

Compartir: [Facebook](#) 0 [Twitter](#) [Google+](#) 0 [LinkedIn](#) Compartir

Enviar por email | Imprimir | Notas al editor | Suscribirse a newsletter

ENERGÍA

Matriz de AES Gener deja el carbón y optará por renovables y gas

La termoeléctrica Cochrane, ya en operación, sería la primera en usar esta tecnología.

Artículo | Comentarios (1)

Compartir: [Facebook](#) [Twitter](#) [LinkedIn](#) [Email](#)

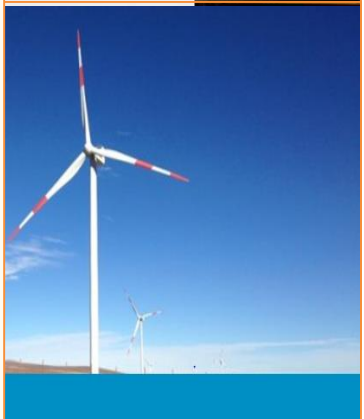
COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL REALIZÓ APERTURA DE LAS OFERTAS ECONÓMICAS POR LICITACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL



Taltal en vías de convertirse en importante polo de desarrollo de energía eólica a nivel mundial

Publicado el 31 De Mayo Del 2017

Ministerio de Bienes Nacionales lanzó licitación internacional de 8 mil MW.



CEO de Enel: "La era del carbón ha terminado"

Publicado el 26 De Mayo Del 2015

Francesco Starace dijo que este es el momento "de tener una posición" frente al tema.

Compartir: [Facebook](#) 12 [Twitter](#) [Google+](#) 1 [LinkedIn](#) 35

Enviar por email | Imprimir | Notas al editor | Suscribirse a newsletter

Metodología de proyección de largo plazo



SysteP utiliza una metodología basada en el supuesto de **racionalidad económica** en el mercado

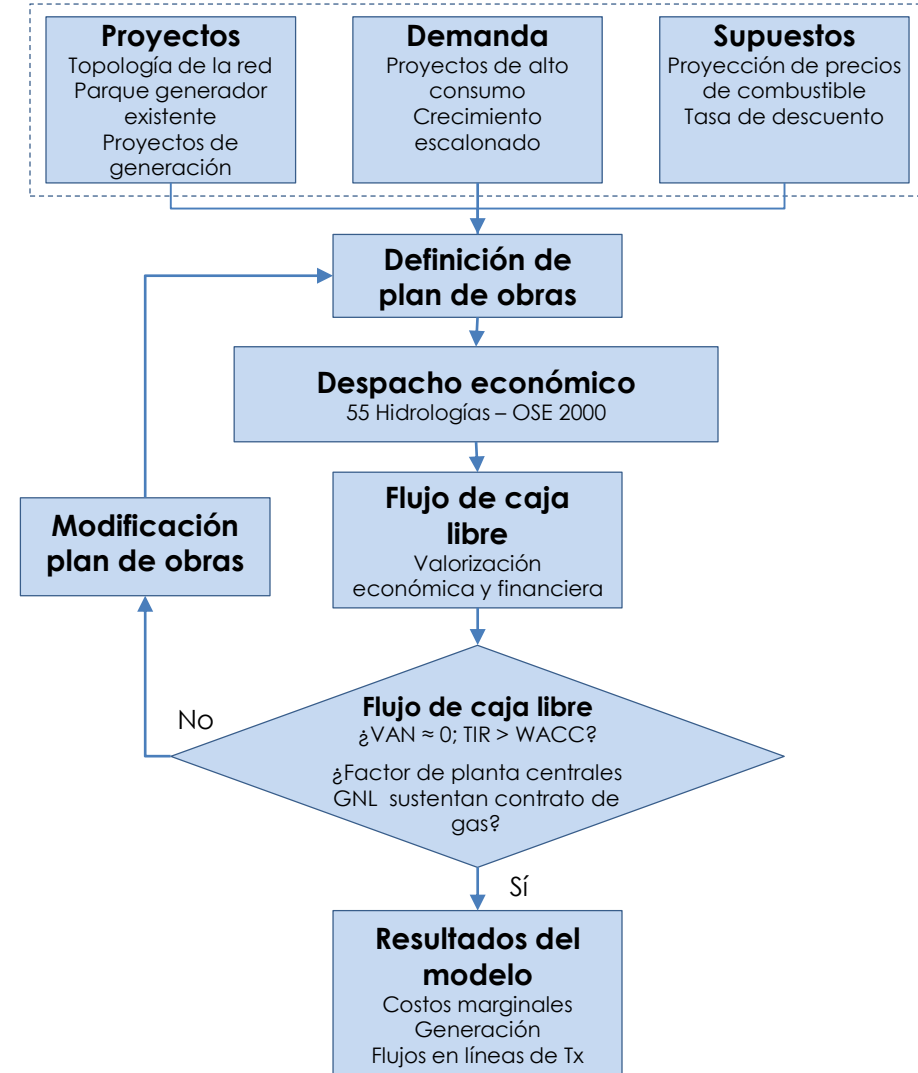


La fecha de entrada de centrales convencionales genéricas es ajustada de forma que se **rentabilice la inversión**, dadas condiciones mínimas de operación



Los precios son determinados por un **balance entre oferta y demanda**, cumpliendo como mínimo el requerimiento ERNC (20% al 2025)

Definición de escenarios de expansión



Modelo de proyección de corto plazo - Helo

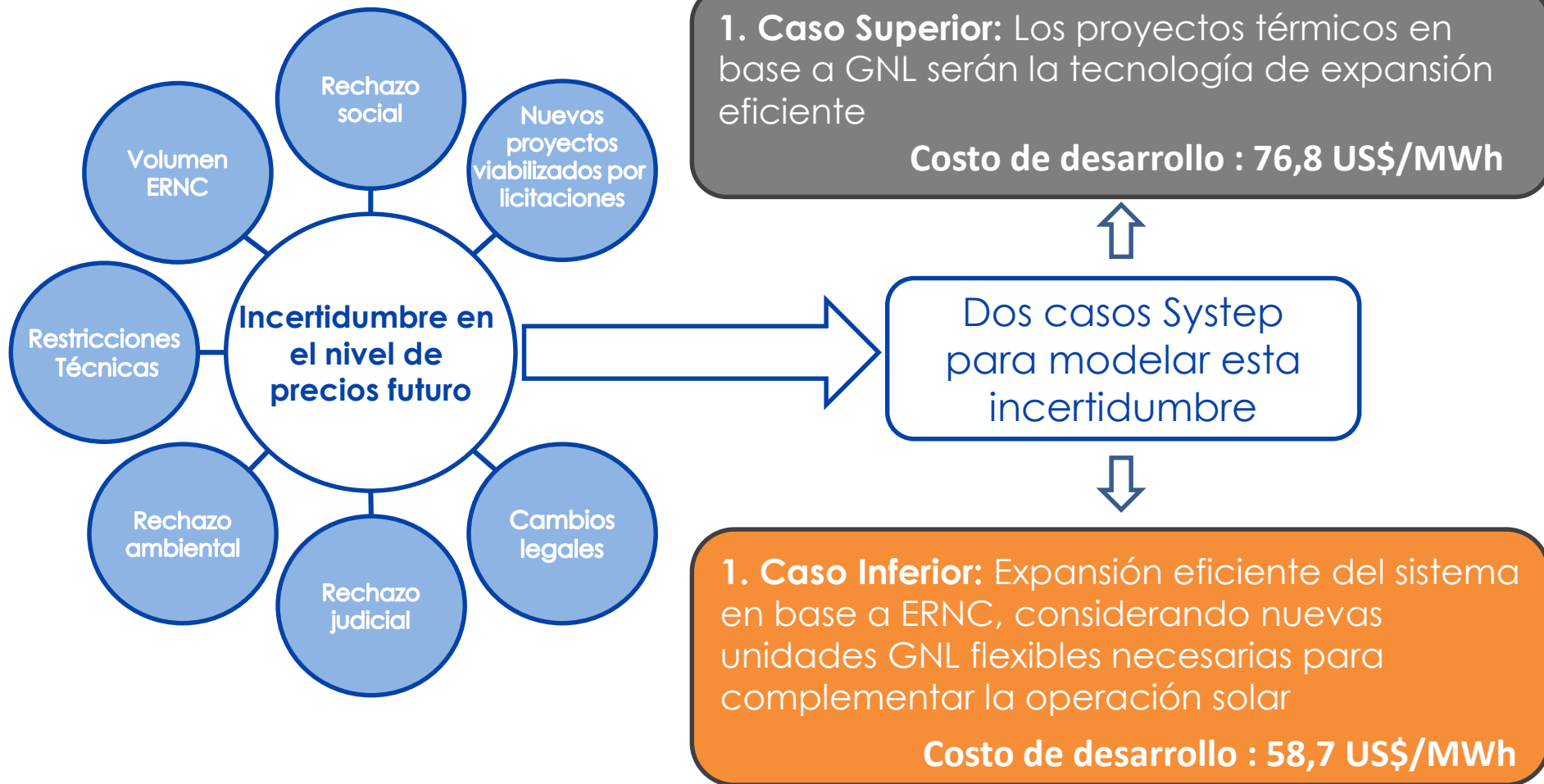


HELO (Hourly Electric Operation) es un modelo de programación lineal entera mixta desarrollado por Sysstep, como un complemento del OSE2000, que permite simular la operación horaria del sistema considerando aspectos técnicos relevantes en el corto plazo.



Principales supuestos de la simulación

Casos Systep



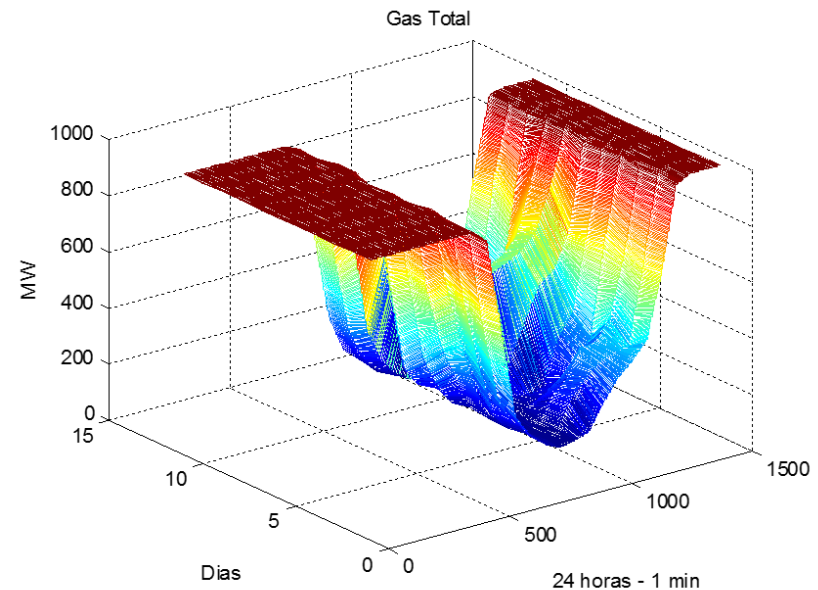
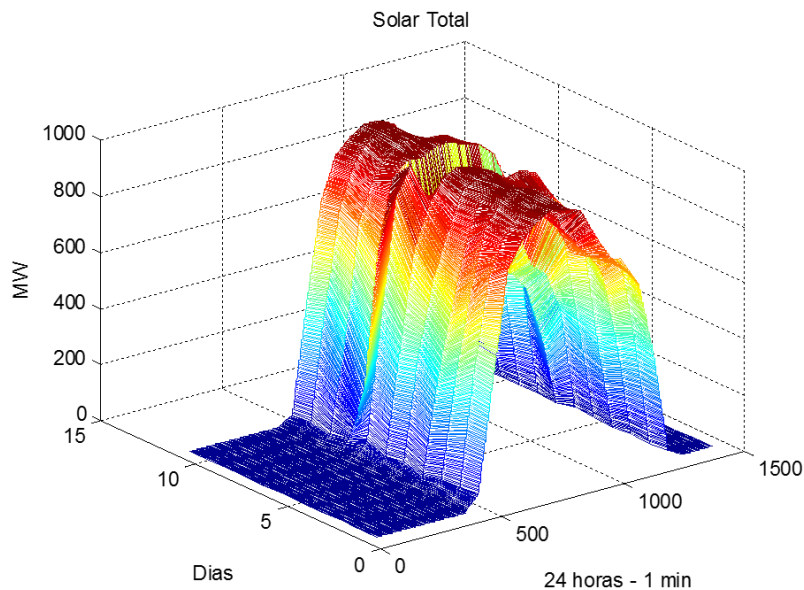
Principales supuestos de la simulación

Nuevo Caso Inferior



- Se considera una expansión eficiente del sistema en base a **ERNC** con una penetración mayor a la requerida en la ley, la cual está limitada por criterios técnicos que permitan complementar de forma económica la **variabilidad intradiaria de las centrales renovables**.
- Se considera que en el largo plazo el escenario debe ser rentable para desarrolladores que posean en su **cartera de proyectos tanto centrales solares como centrales a gas**

Balance intradiario entre la generación solar y GNL



Principales supuestos de la simulación

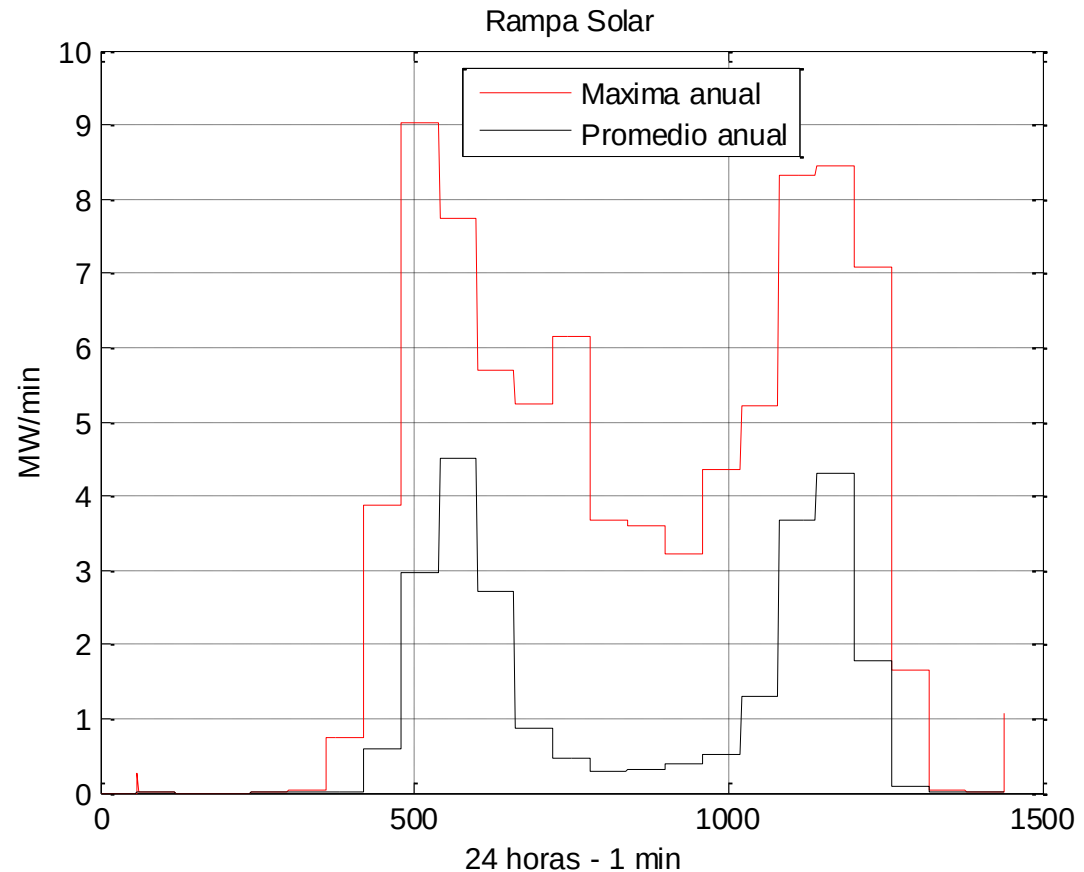
Nuevo Caso Inferior



- Se determina las rampas de aumento y caída solar que deben ser compensadas por generación térmica (GNL).

Si el máximo es 1000 MW solar, la rampa máxima observada es de 11 MW/min

Se requieren los mismos 1000 MW con GNL, para que las unidades sean capaces de tomar dicha carga

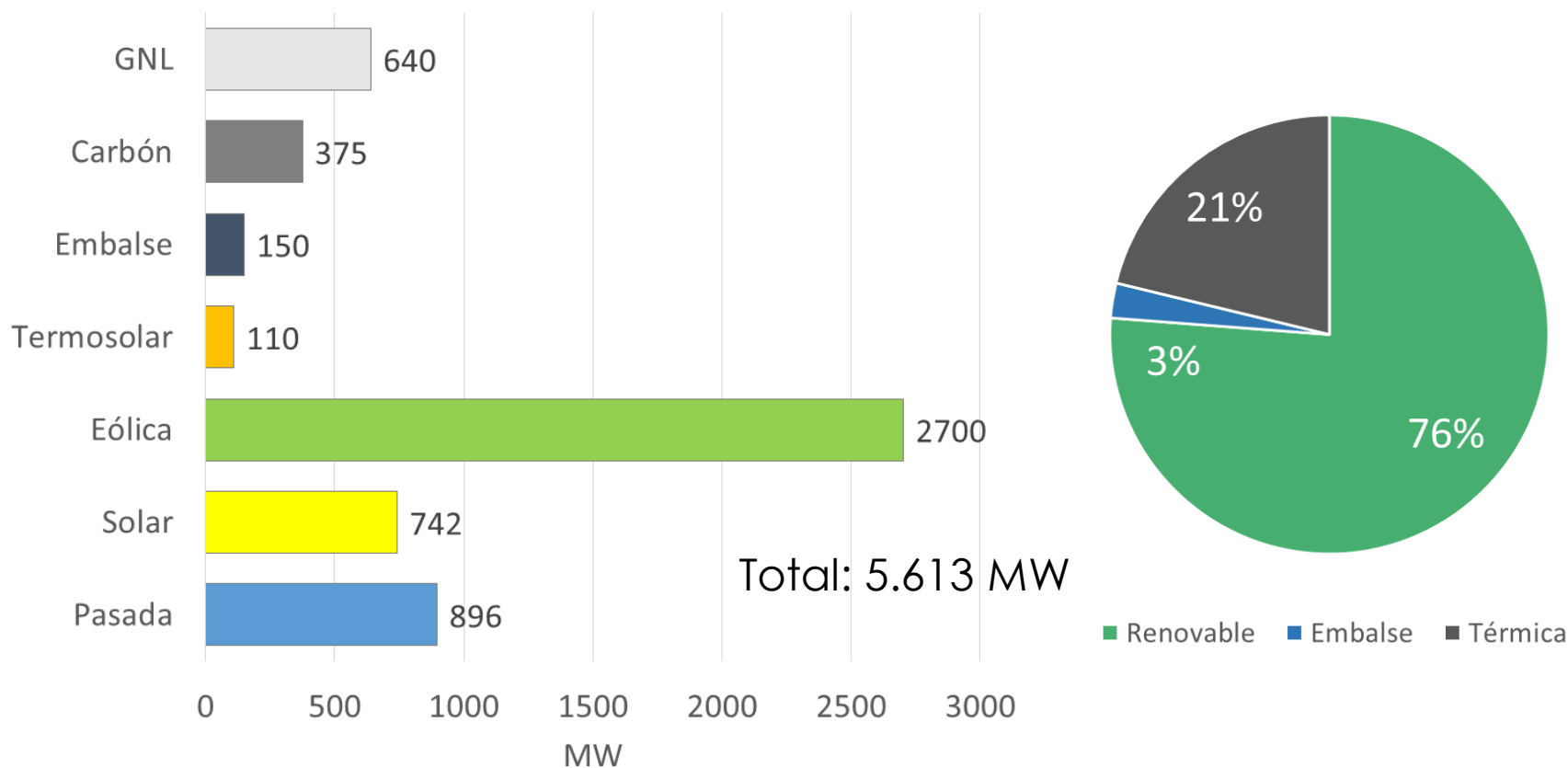


Principales supuestos de la simulación

Plan de obras de generación



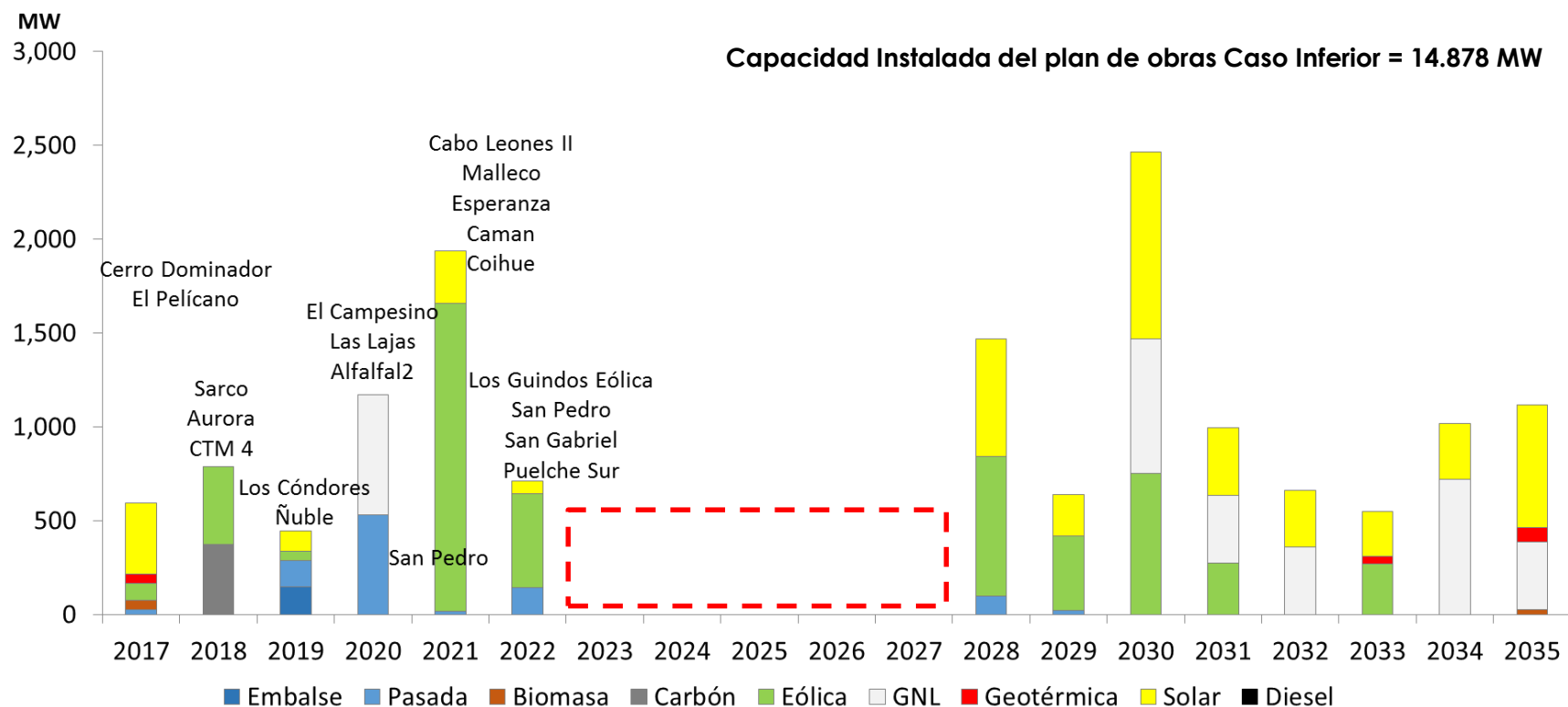
Capacidad instalada de nuevas centrales periodo 2017 a 2022 – SEN



Fuente: Systerp, 2017

Principales supuestos de la simulación

Plan de obras de generación – Caso Inferior

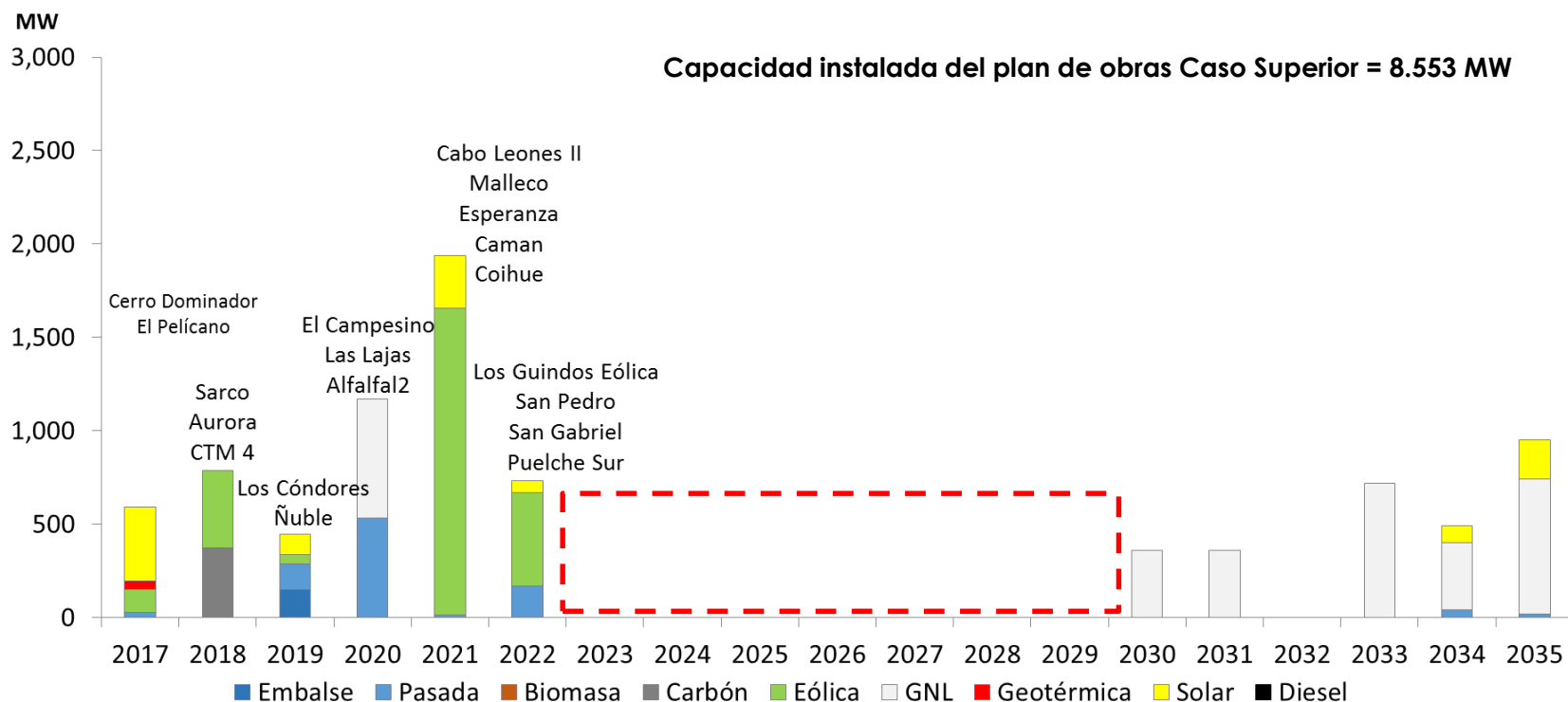


Fuente: Systepl, 2017

La entrada de nuevos proyectos de generación ha provocado una mayor competencia en el mercado, el nuevo equilibrio resultante entre mayor oferta de generación y menor demanda eléctrica, anticipa un difícil desarrollo de nuevos proyectos de generación en el mediano plazo.

Principales supuestos de la simulación

Plan de obras de generación – Caso Superior

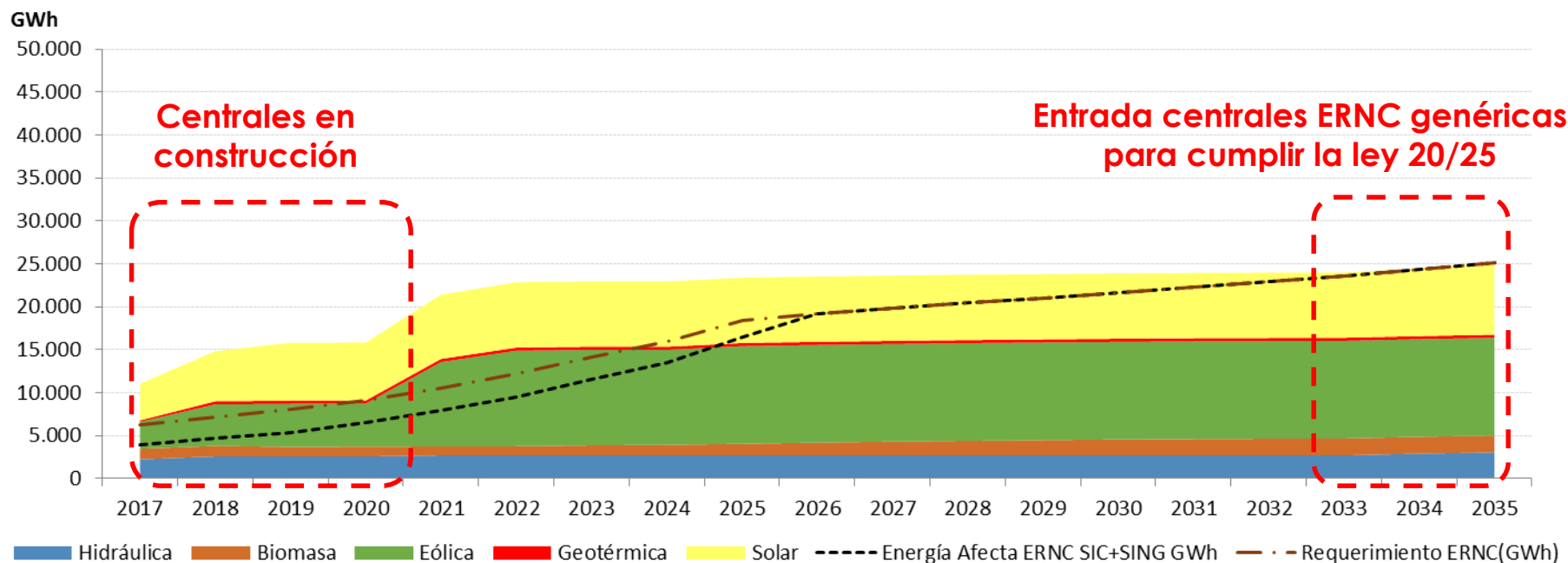


Dadas las condiciones del mercado (demanda, combustibles, proyectos en construcción, entre otros) disminuye la necesidad de proyectos térmicos de expansión hasta inicios de 2030 en ambos casos, inferior y superior.

Fuente: Systep, 2017

Principales supuestos de la simulación

Participación ERNC - Caso Superior

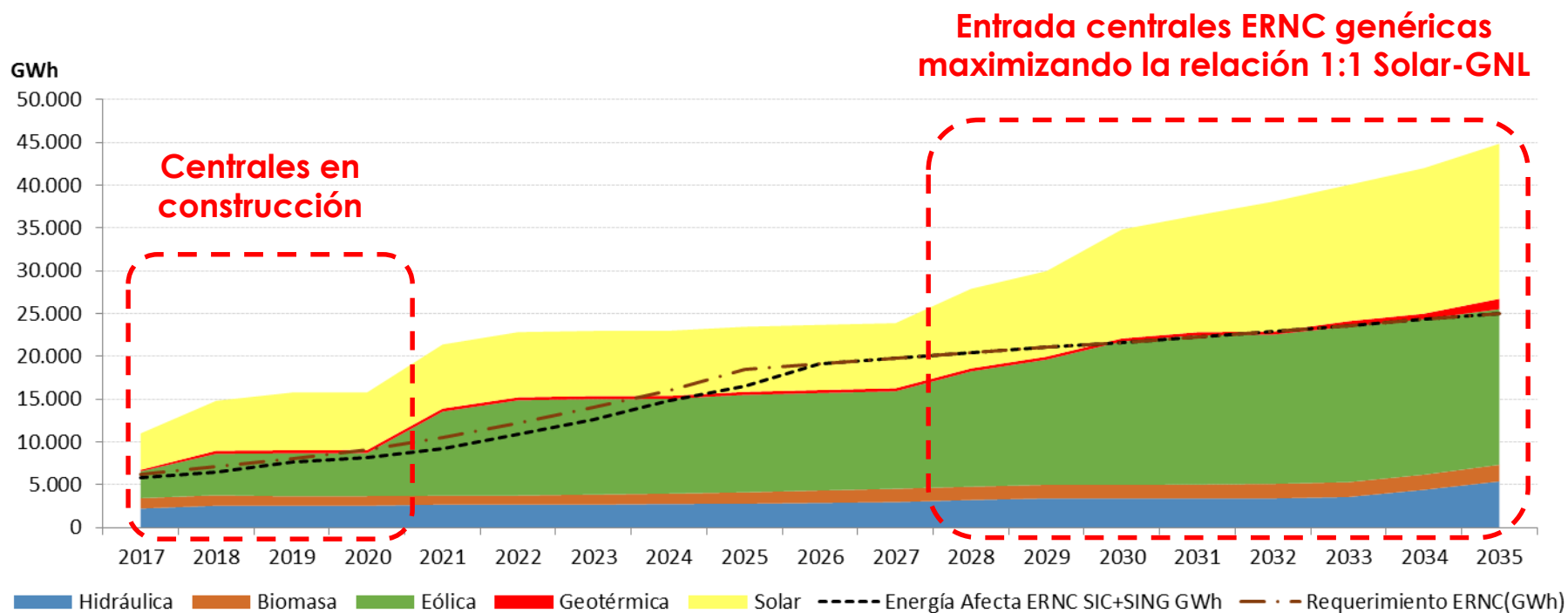


El cumplimiento del requerimiento ERNC es excedido hasta el año 2034 sólo considerando las unidades existentes y en construcción

Fuente: System, 2017

Principales supuestos de la simulación

Participación ERNC - Caso Inferior



Porcentaje de penetración ERNC cercano a 35% en el año 2035

Fuente: System, 2017

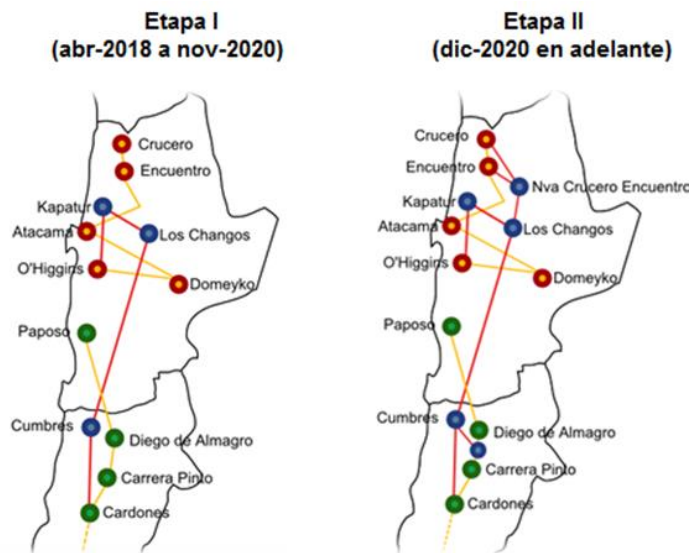
Principales supuestos de la simulación

Principales obras de transmisión



- Interconexión SIC - SING se considera a partir de abril de 2018
- Se consideran proyectos de transmisión incluidos en el Estudio de Transmisión Troncal (ETT)
- Obras genéricas posteriores al año 2025

Interconexión SIC-SING



Principales líneas de transmisión

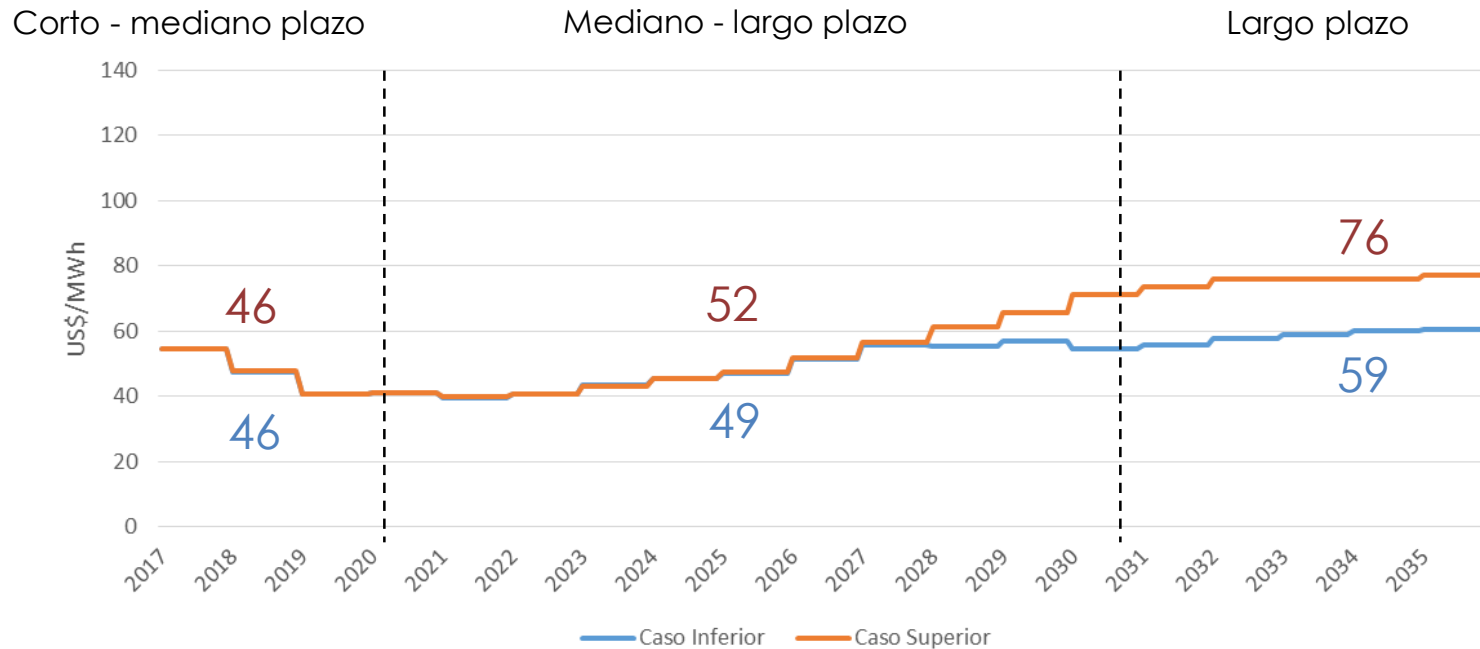
Descripción	Responsable	Capacidad [MVA]	Puesta en servicio estimada
Cardones - Diego de Almagro 2x220 kV (segundo circuito)	SAESA/Chilquinta	1x290	may-2017
Ciruelos - Pichirropulli 2x220 kV (incluye S/E Pichirropulli)	SAESA/Chilquinta	2x290	may-2018
Charrúa - Ancoa 1x500 kV: tercer circuito	Elecnor	1x1700	mar-2018
Nueva Charrúa - Charrúa 2x220 kV: nueva línea	Transelec	1000	dic-2018
Pichirropulli - Puerto Montt 500 kV	Abengoa	1x660	jul-2021

Resultados y análisis

Proyección costos marginales de largo plazo



Costo Marginal en Alto Jahuel 220, promedio anual de las 55 hidrologías simuladas



Fuente: Systepl, 2017

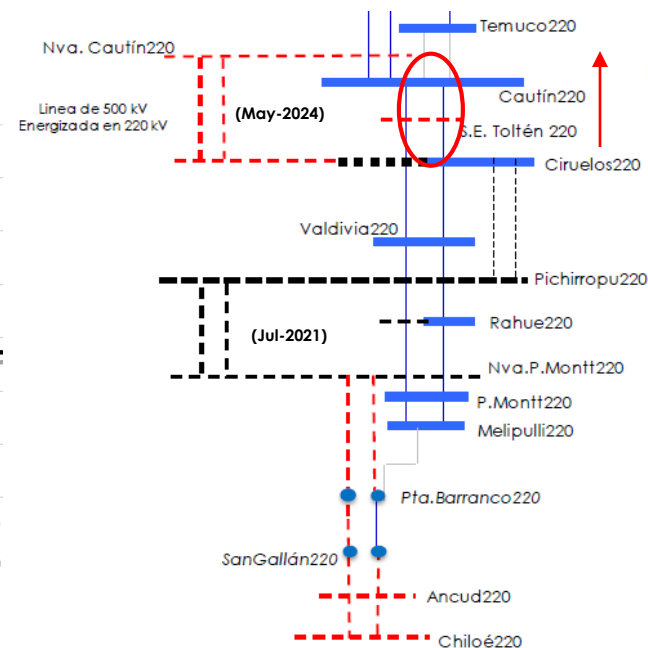
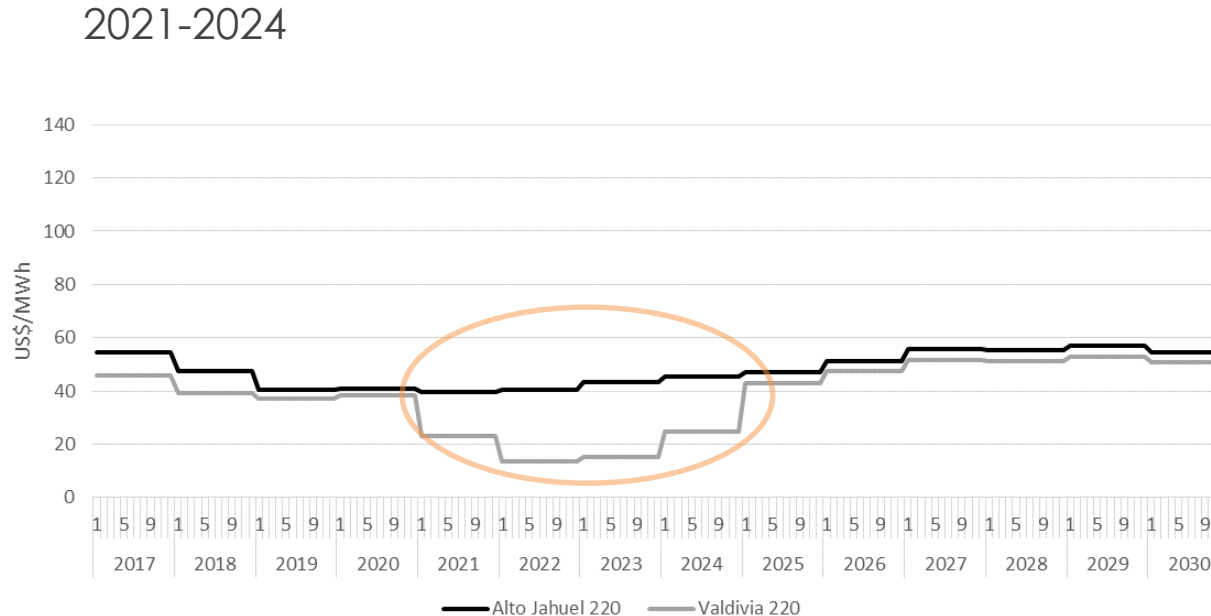
- Costos marginales decrecen en el periodo 2018 – 2021 por:
 - Menor demanda proyectada
 - Menores precios del carbón
 - Puesta en servicio de nuevos proyectos renovables y convencionales
 - Mejoras en el sistema de transmisión solucionan congestiones de transmisión

Resultados y análisis

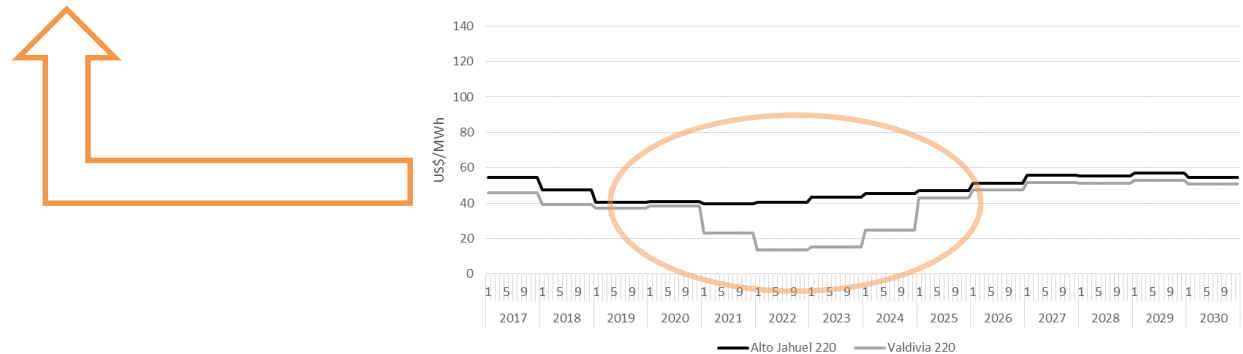
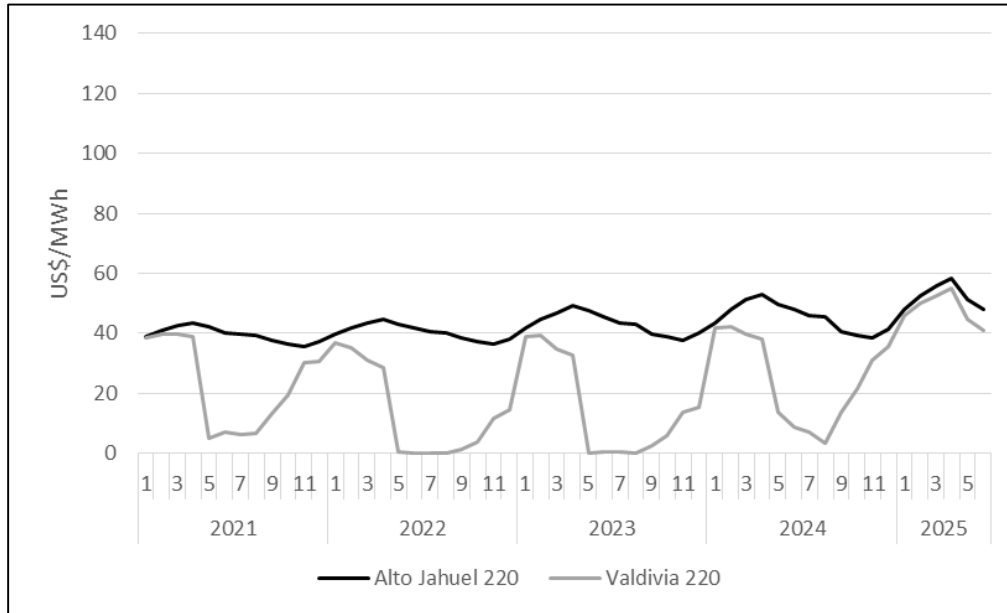
Proyección costos marginales zona sur mediano plazo



- Con el aumento de la generación de base eficiente en la zona sur del SIC, en parte adjudicados en las últimas licitaciones, se producen congestiones en la línea Cautín – Ciruelos 220 kV (destacada en el esquema).
- Los nuevos proyectos ERNC al sur de SE Ciruelos (San Pedro, Caman, Esperanza y Puelche Sur) suman 628 MW, que entrarían en operación en el periodo 2021-2022.
- Los costos marginales podrían llegar a valores cero, produciendo vertimientos de centrales eólicas y de pasada durante los meses de invierno entre los años 2021-2024



- Desacople zona sur de Ciruelos entre **2021-2025**

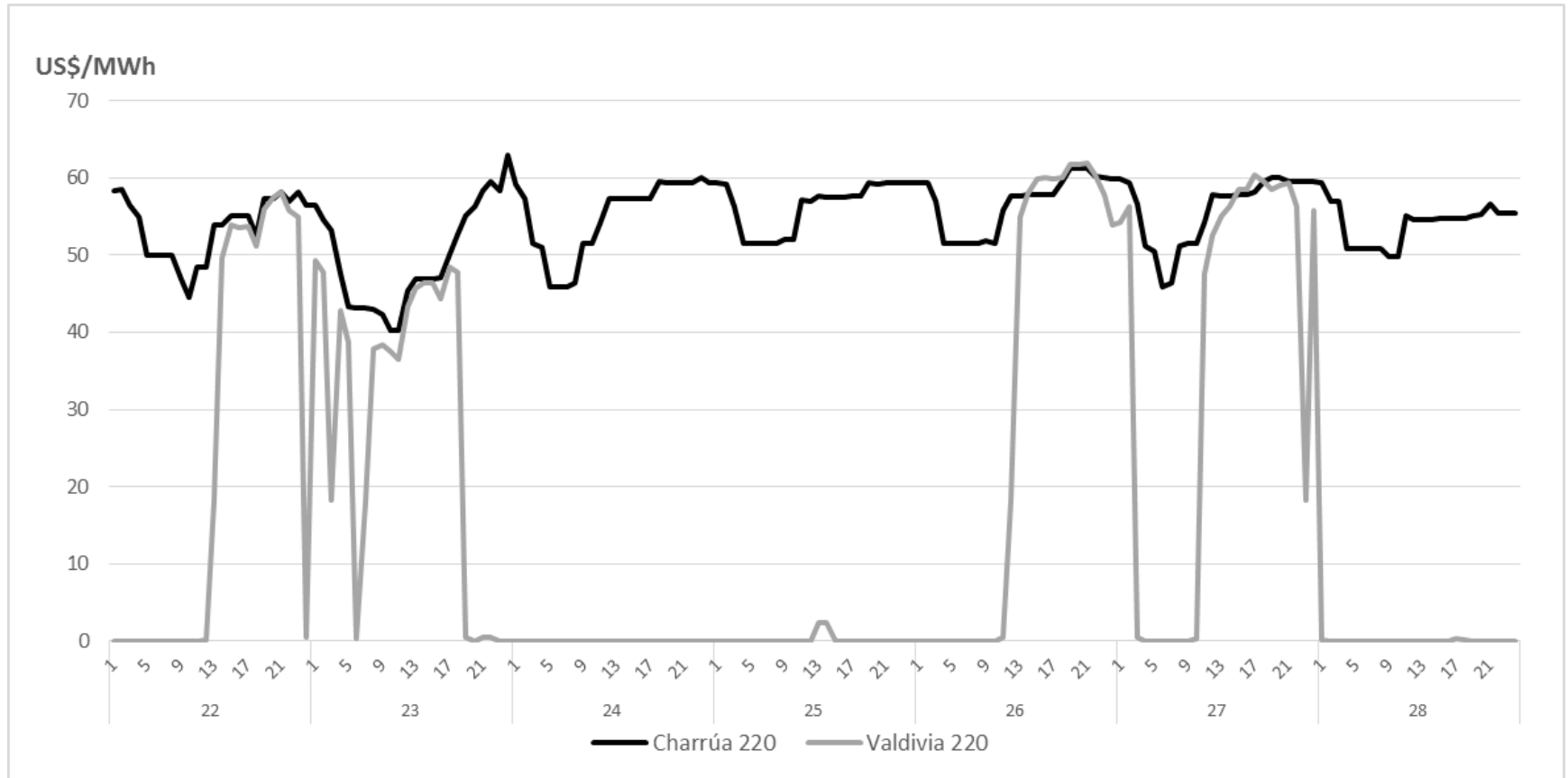


Resultados y análisis

Proyección de costos marginales horarios HELO – Junio 2023

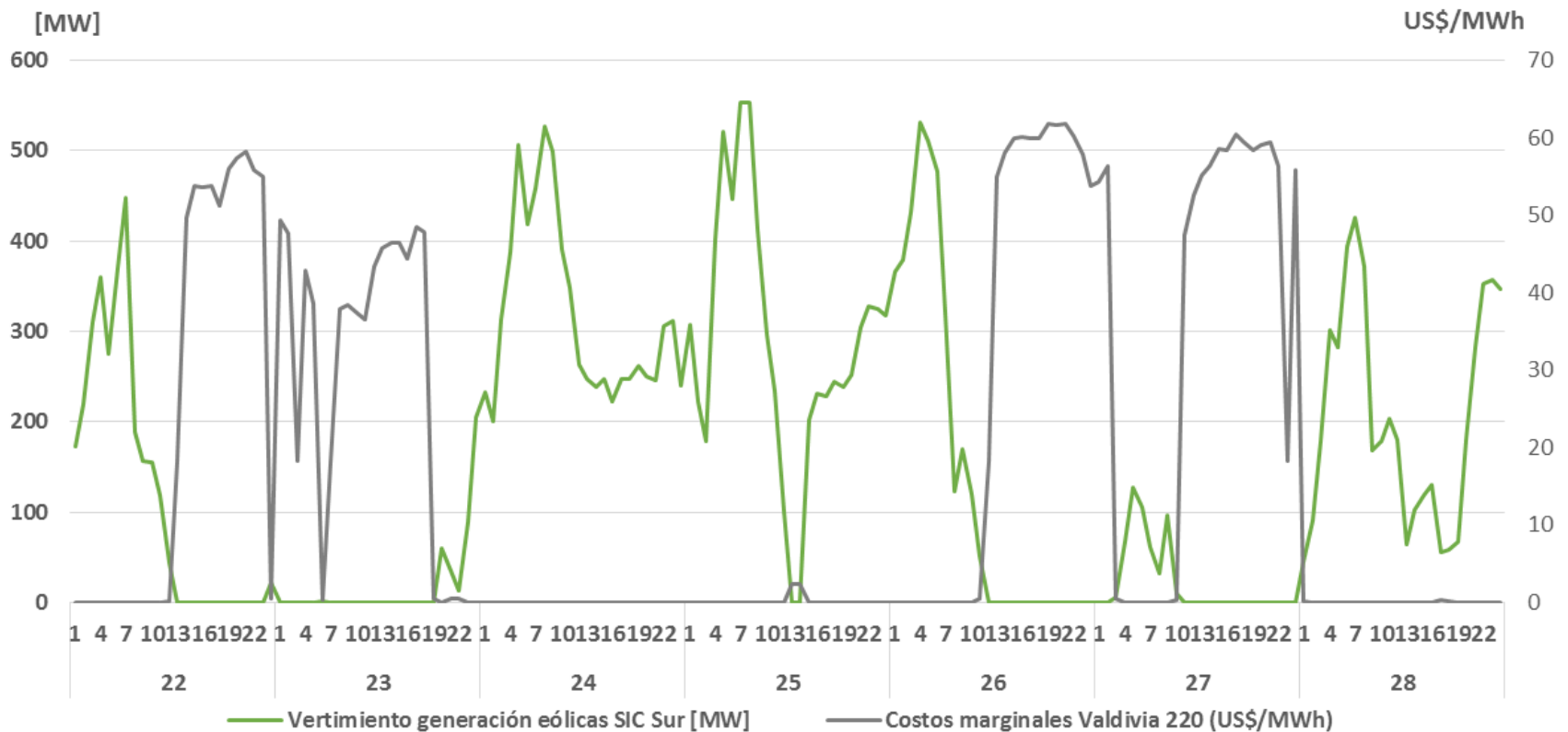


Costos marginales horarios en Charrúa 220 y Valdivia 220



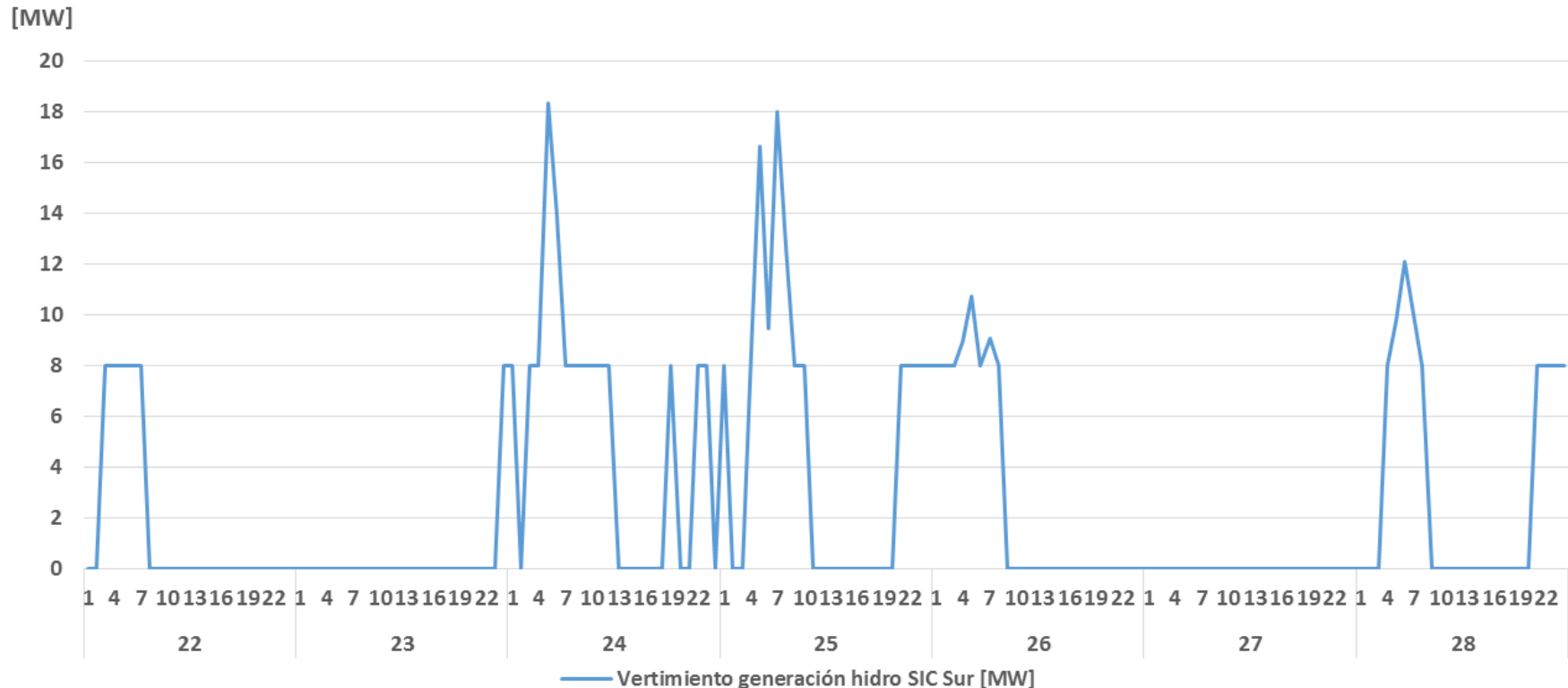


Vertimientos de centrales eólicas y costos marginales – hidrología 2013-2014





Vertimientos de centrales hidráulicas de pasada – hidrología 2013-2014





- En los últimos planes de expansión del Sistema de Transmisión Troncal se proponen obras de transmisión que ayudan a aliviar las congestiones de la zona.

Descripción	Tipo	Capacidad MVA	Puesta en servicio estimada	Estado
Ampliación S/E Mulchén	Subestación	-	Ago-19	Aprobada CNE
Río Toltén: Nueva subestación (seccionamiento Cautín - Ciruelos 2x220 kV)	Subestación	-	Nov-19	Aprobada CNE
Ampliación S/E Ciruelos 220 kV	Subestación	-	Nov-19	Aprobada CNE
Pichirropulli - Puerto Montt 500 kV: nueva línea, primer circuito a 220 kV	Línea	1x660	Jul-21	Adjudicada
Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV: nueva línea	Línea	2x1500 MVA	Jun-23	Aprobada CNE
Ciruelos - Nueva Cautín 2x500 kV: nueva línea	Línea	2x1700 MVA	May-24	En evaluación CNE
Charrúa - Ancoa 1x500 kV: cuarto circuito	Línea	1x1700	-	En evaluación CNE

- A partir del 2025 se asume que es posible construir las expansiones de transmisión necesarias para que el sistema opere sin restricciones.



1. Alternativas de comercialización
 1. Mercado spot y mercado de contratos
 2. Mercado de contratos - clientes libres
 3. Mercado de contratos – licitaciones
 4. Energía contratada y proyección de demanda
 5. Precio estabilizado
2. Proyección del costo marginal
 1. Contexto del mercado
 2. Metodología de proyección de largo plazo
 3. Modelo de proyección de corto plazo - Helo
 4. Principales supuestos de la simulación
 5. Resultados y análisis
3. **Reflexiones finales**



1 Aumento del nivel de competencia

- Disminución costos marginales (corto-mediano plazo), producto de una gran penetración de nuevos proyectos ERNC con importantes reducciones de sus costos de inversión
- Procesos de licitaciones clientes libres y regulados como principal motor de inversión, permitiendo la entrada de nuevos participantes al mercado
- Reducción crecimiento demanda

2 Incertidumbre en la tecnología de expansión

- Systepl utiliza como mínimo 2 escenarios de expansión de manera de entregar un rango de valores posibles para los costos marginales futuros
- Es posible analizar sensibilidades adicionales respecto del precio de combustibles y otras variables



3 Cambios en el mercado

- Proyectos de transmisión permiten descongestionar problemas de capacidad, acoplando los costos marginales del sistema
- Interconexión SIC-SING permitirá transportar energía económica de un sistema a otro

4 Desafíos de transmisión en la zona sur del SIC

- En el corto-mediano plazo se observan desacoples en los costos marginales de SE Ciruelos al sur producto de restricciones de transmisión de la zona
- Los costos marginales podrían llegar a cero, durante los meses de invierno, en las barras al sur de la línea Cautín – Ciruelos 220.
- Las restricciones de transmisión podrían generar vertimientos de centrales eólicas y de pasada en la zona



5 Alternativas de comercialización

- Bajos retornos en el mercado spot (corto y mediano plazo)
- Contratos regulados con distribuidoras han sido cada vez más competitivos, llegando a bajos precios de adjudicación
- Contratos libres debieran seguir la misma tendencia de reducción de precios
- El precio estabilizado puede ser una buena alternativa para los pequeños generadores, teniendo en consideración que el tiempo mínimo de estadía en este régimen es de 4 años. Se puede considerar como un “PPA virtual” en el que el generador vende toda su producción a un precio estable.

Más información sobre el sector energía



- Publicaciones sobre el sector energía
- Reporte mensual del sector eléctrico
- Estadísticas del sector
- www.systep.cl

Reporte Systep



Alternativas de venta y perspectivas de costos marginales futuros: desafíos para la mini hidro



21 de junio de 2017