
Los Clientes Libres y los cambios esperados de la Ley de Flexibilidad

Seminario Acenor



5 de Septiembre de 2019

Motivación



Flexibilidad: Rampas por energías renovables variables llegarían hasta 6.000 MW a 2030



Proyecto de flexibilidad permitirá el despliegue «eficiente» de tecnologías renovables



Comisión asesorará al Ministerio de Energía para definir ruta de flexibilidad en sector eléctrico



Texas' Power Price Spike and Designing Markets for a Carbon-Free Grid

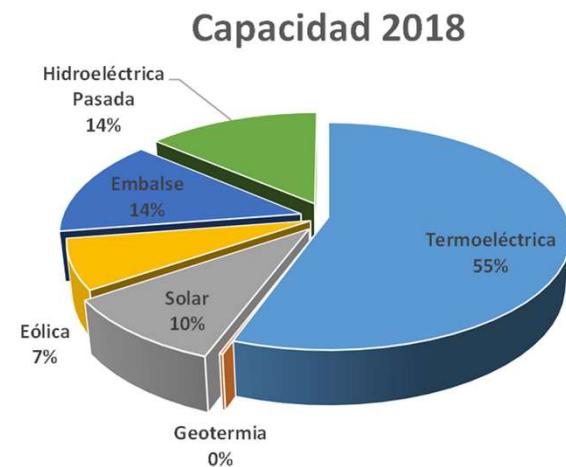
The Texas power market is designed to play chicken with blackouts. Is the model sustainable in a high-renewables system?





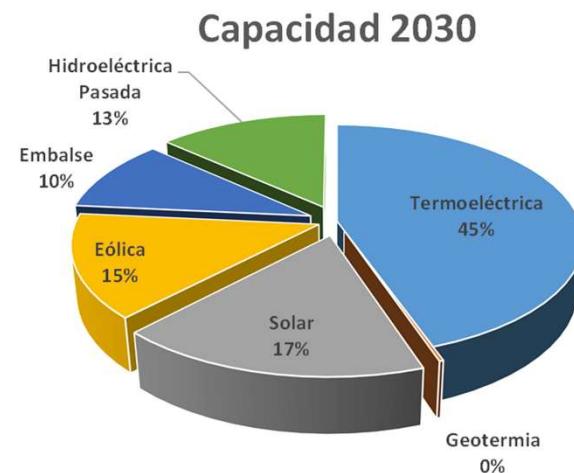
Necesidades de Flexibilidad

El sistema eléctrico Chileno enfrentará en el mediano plazo una penetración importante de energía renovable variable (ERV) solar y eólica.



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

Total ERV SEN ~ 17%

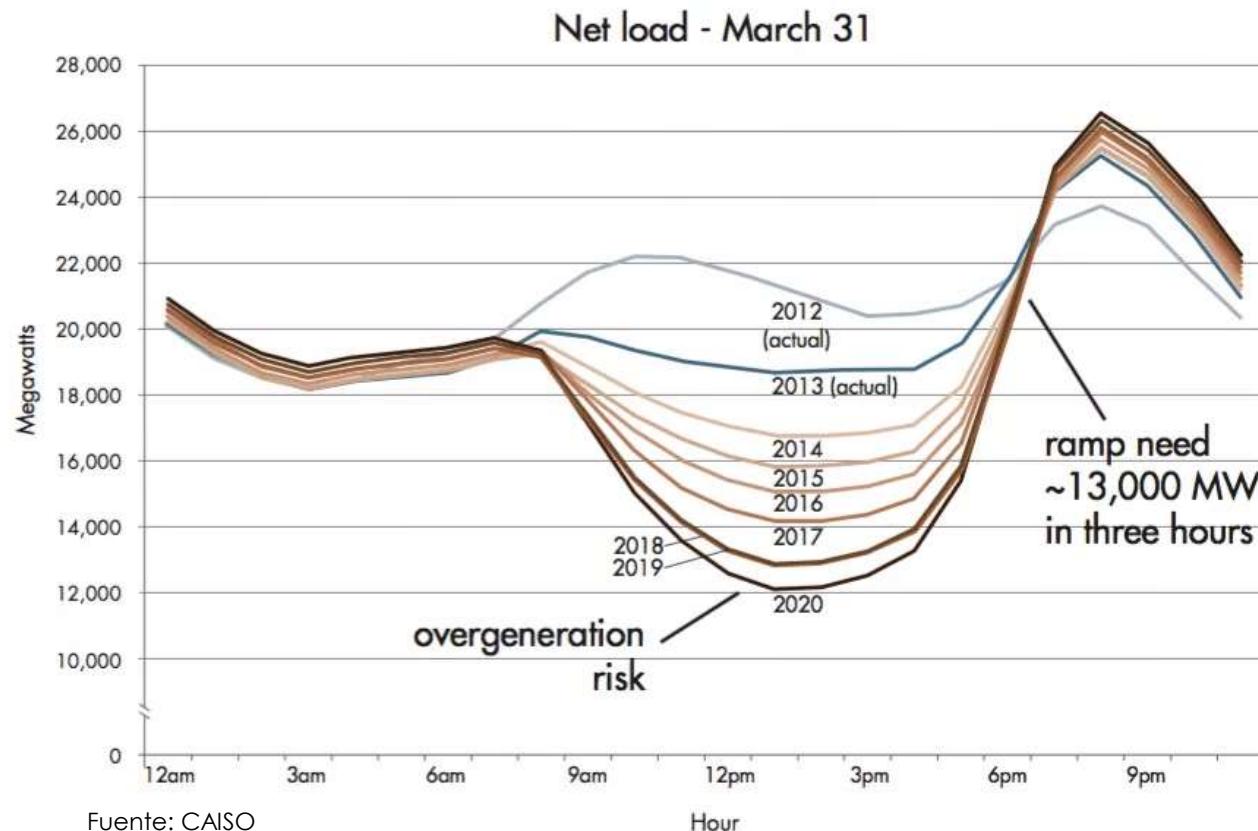


Fuente: Systep

Total ERV SEN ~ 32%

Necesidades de Flexibilidad

Desafíos de integración de ERV al sistema eléctrico (California ISO):

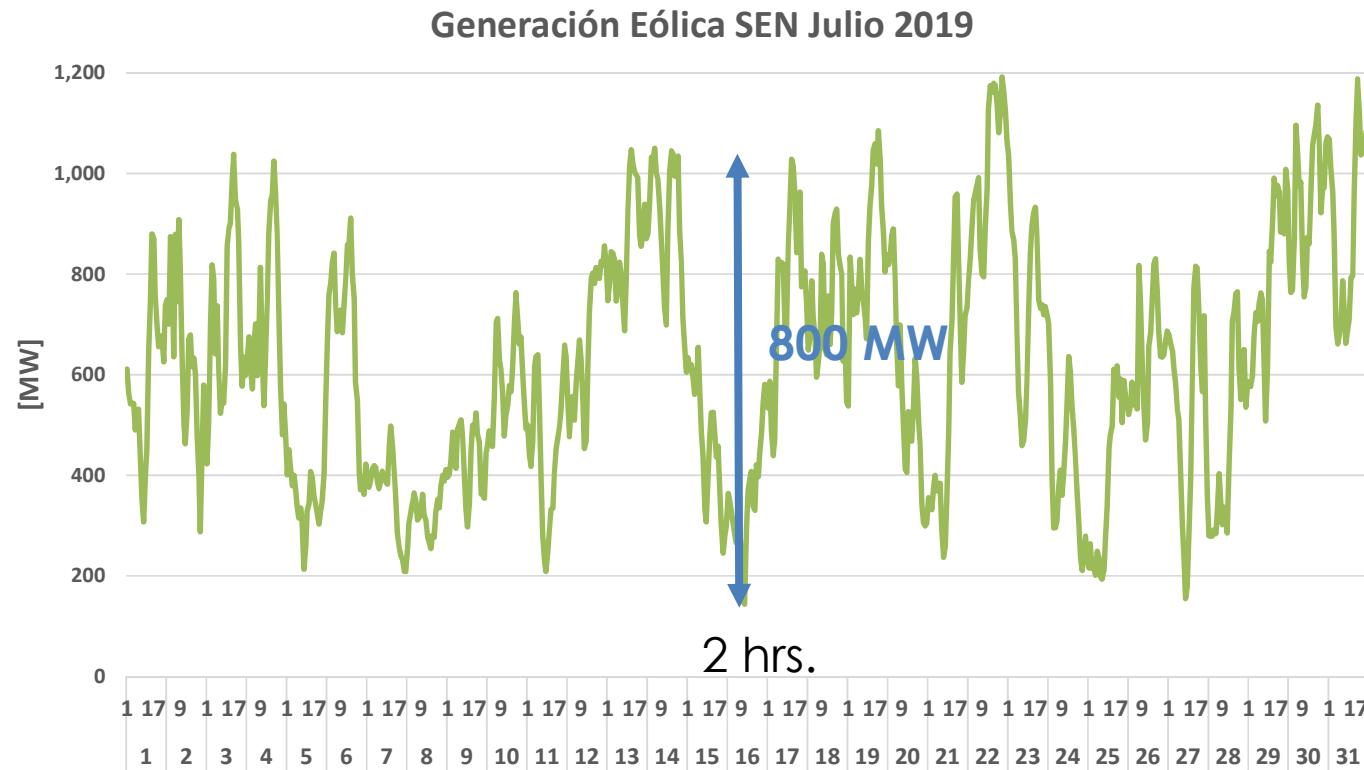


La demanda neta (curva de pato) exige montos significativos de inyección de generación para enfrentar rampas de subida y bajada.



Necesidades de Flexibilidad

Desafíos de integración actuales de ERV al sistema eléctrico chileno:



La generación eólica **agregada** ya presenta una alta variabilidad en el espacio temporal de minutos.

Alternativas técnicas para enfrentar variabilidad (inesperada):

- Reserva en giro (generadores convencionales, embalses, CC GNL, diésel).
- Respuesta de la demanda (DSR: Demand Side Response).
- Desprendimientos automáticos de carga.
- Interconexión con otros sistemas eléctricos.
- Capacidad de inyección de reactivos (generadores).
- Almacenamiento de energía (embalses, baterías, autos eléctricos). **Gran potencial futuro.**

Alternativas regulatorias para enfrentar variabilidad (inesperada):

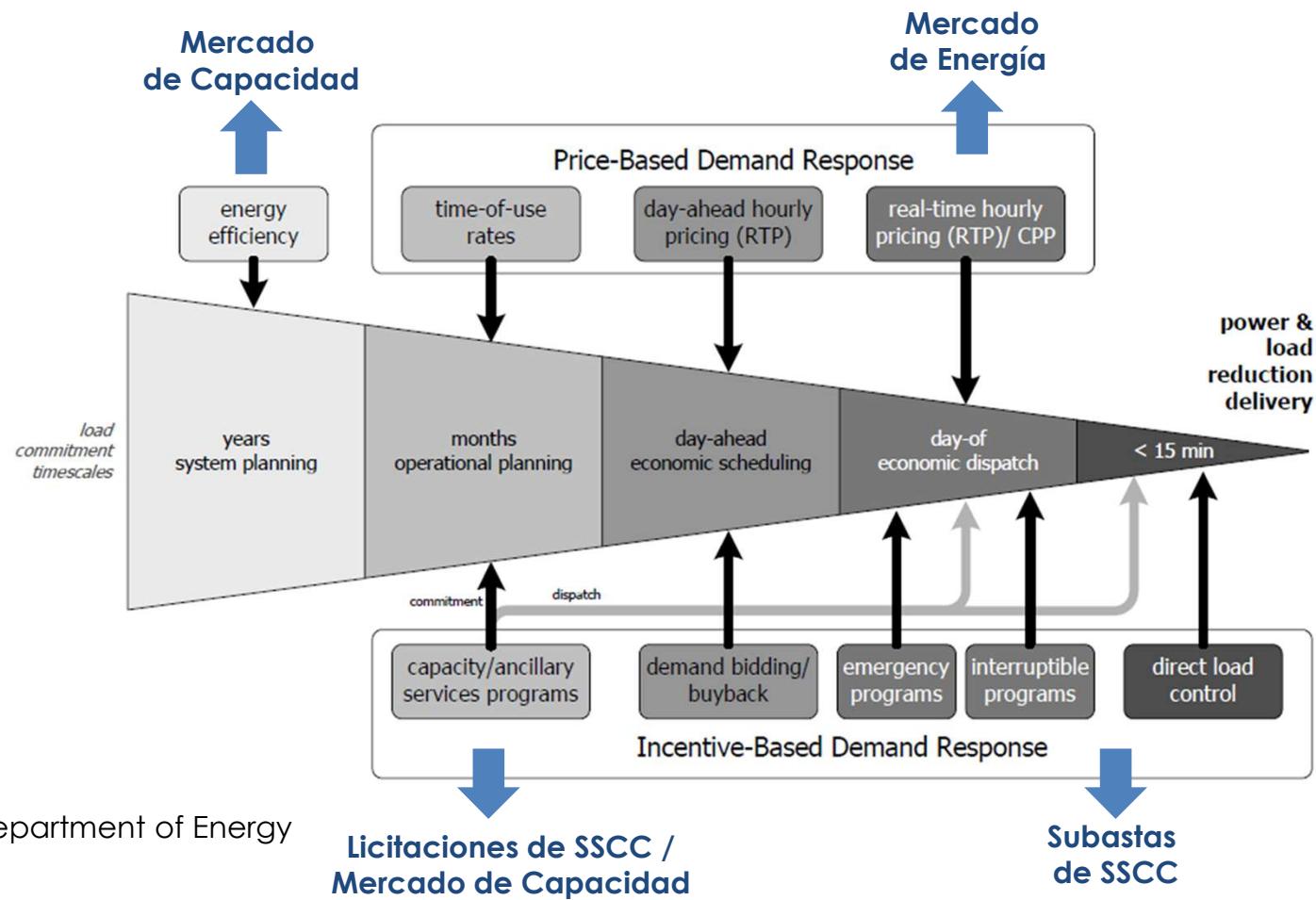
Tarifas horarias
en tiempo real

Mercado de
Capacidad

Mercado de Servicios
Complementarios



Potencialidad de la respuesta de la demanda



Los programas de respuesta de la demanda pueden aportar flexibilidad al sistema eléctrico.



Tarifas Horarias en tiempo real

Las tarifas horarias en tiempo real envían señales económicas a los clientes finales sobre el balance oferta-demanda del sistema, de manera de lograr adecuar la demanda a dicho balance.

La implementación de tarifas horarias a nivel de cliente regulado exige la instalación de medidores inteligentes.

España es un ejemplo de implementación de flexibilidad a través de tarifas horarias, en un formato Day-ahead market.

Las tarifas horarias en tiempo real presentan desafíos en su implementación debido a los requerimientos tecnológicos de comunicación que exige.

Se prevé que en el mediano plazo la implementación de tarifas en tiempo real se realizará integrando el IOT (Internet of Things) de los electrodomésticos y medidores inteligentes.

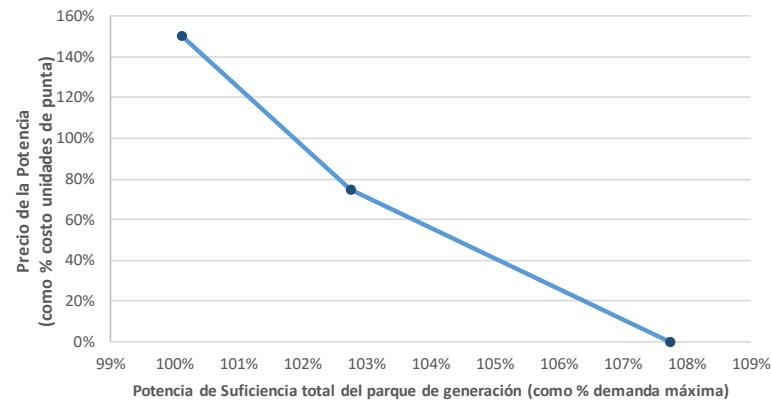


Mercado de Capacidad

El marco regulatorio actual del mercado de capacidad en Chile solo permite que las unidades de generación participen en la oferta de suficiencia.

Los clientes libres solamente puede participar en el mercado reduciendo su consumo para el período de control.

Se observa una tendencia mundial de permitir a la demanda participar en el mercado del lado de la oferta, a través de ofertas de reducción de la demanda en los momentos de escasez.



Curva de demanda PJM licitación capacidad 2020/2021



Mercado de Capacidad

Los agregadores de demanda ofrecen negawatts a los operadores independientes para los períodos de escasez, tal como el que se vivió en Texas (Ercot) en el mes de agosto 2019, en donde la ola de calor incrementó la demanda y la generación eólica registró niveles mínimos.

Los operadores independientes solicitan la reducción de la demanda a los agregadores, cuando el sistema se encuentre operando con bajos niveles de reserva. Esta situación no es frecuente en los sistemas eléctricos, dado que el mercado se diseña para crear los incentivos para que los momentos de escasez se registren típicamente en un evento cada cuatro años.

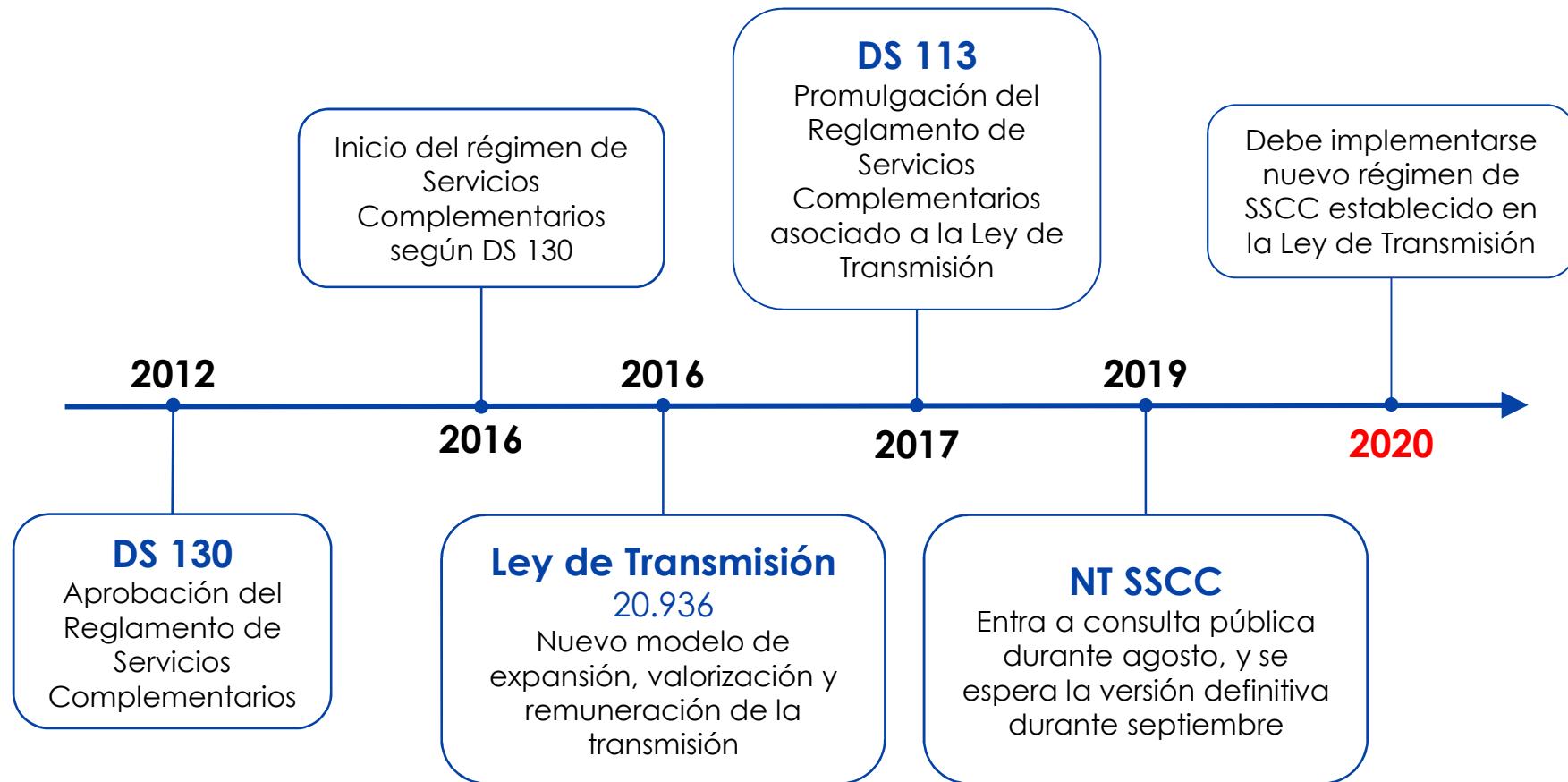
La licitación de capacidad 2021/2022 del PJM otorgó 11.130 MW (7%) de DR y 2.800 MW (2%) de eficiencia energética

La licitación de capacidad 2022/2023 del NE-ISO otorgó 4.000 MW (9%) de DR y eficiencia energética

Mercado de Servicios Complementarios



Historia regulatoria:



Mercado de Servicios Complementarios



El marco regulatorio del mercado de servicios complementarios en Chile se encuentra en transición hacia un esquema que materializará los servicios por instrucción directa, subastas o licitaciones.

Los Clientes Libres podrán participar en el nuevo mercado de SSCC en los **servicios de Cargas Interrumpibles y EDAC/DMC**.

Se observa una tendencia mundial de permitir a los grandes usuarios, y en general a la demanda, el participar en el mercado de servicios complementarios, a través de ofertas de reducción de la demanda para los servicios de control secundario y terciario de frecuencia (Balancing services).



Inglaterra



Boston

Mercado de Servicios Complementarios



Informe de Servicios Complementarios 2020:

SSCC	Categoría de SSCC	Subcategoria de SSCC
Control de Frecuencia	Control Rápido de Frecuencia (CRF)	Control Rápido de Frecuencia (CRF +/-)
	Control Primario de Frecuencia (CPF)	Control Primario de Frecuencia (CPF +/-)
	Control Secundario de Frecuencia (CSF)	Control Secundario por Subfrecuencia (CSF+)
		Control Secundario por Sobre frecuencia (CSF-)
	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	Control Terciario por Subfrecuencia (CTF+)
		Control Terciario por Sobre frecuencia (CTF-)
	Cargas Interrumpibles (CI)	Cargas Interrumpibles (CI)
Control de Tensión	Control de Tensión (CT)	Control de Tensión (CT)
Control de Contingencias	Desconexión de Carga	EDAC (EDAC por Subfrecuencia, EDAC por Subtensión, EDAC por Contingencia Específica)
		Desconexión Manual de Carga (DMC)
	Desconexión de Generación	EDAG (EDAG por Sobre frecuencia y EDAG por Contingencia Específica)
	Plan de Defensa contra Contingencias (PDC)	Planes de Defensa Contra Contingencias Críticas (PDCC)
		Planes de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE)
Plan de Recuperación de Servicio	Partida Autónoma (PA)	Partida Autónoma (PA)
	Aislamiento Rápido (AR)	Aislamiento Rápido (AR)
	Elementos de Vinculación (EV)	Elementos de Vinculación (EV)

Potencial de participación de la demanda

Participación de la demanda

Participación de la demanda

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

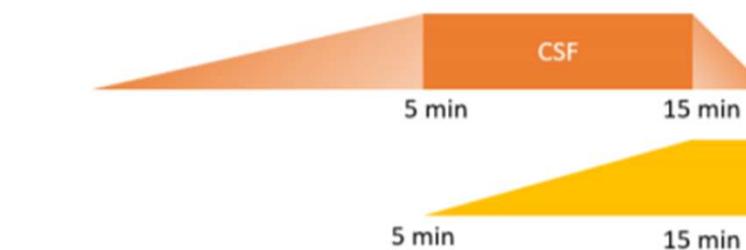
Control de frecuencia – Informe SSCC 2020



Características de los servicios de control de frecuencia:



Control rápido de frecuencia



Control primario de frecuencia

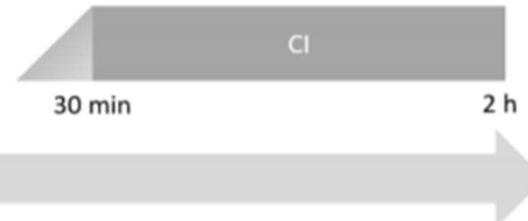
Cargas interrumpibles

Control secundario de frecuencia

Control terciario



Tiempo





Control Rápido de la Frecuencia

Requerimientos técnicos definidos en el Informe SSCC 2020:

- Inyección de 100% de la reserva comprometida en un tiempo de 1 segundo y mantener su aporte.
- Umbral de activación: $\pm 0,3$ Hz.
- Umbral de desactivación: entre 0 y $\pm 0,2$ Hz.
- El informe expresa que el recurso con las características técnicas descritas corresponde a sistemas de almacenamiento. Es por ello que se especifican los requerimientos de carga/descarga.

La participación de la demanda en el control primario de frecuencia ha sido estudiado en los últimos años (*demand as frequency controlled reserve DFCR*), sin embargo no se ha implementado comercialmente aún, debido a los desafíos que representa su implementación.

La demanda puede realizar una evaluación técnico-económica para la instalación de baterías, de manera de evaluar convertirse en un “prosumer”, inyectando y retirando.

Control Primario de la Frecuencia



Requerimientos técnicos definidos en el Informe SSCC 2020:

- Equipamiento de generación con estatismo entre 0-8% para las unidades hidráulicas y 4-8% para otras unidades sincrónicas.
- Umbral de activación: $\pm 0,2$ Hz, luego de 2 segundos.
- Tiempo máximo de establecimiento 30 seg para termoeléctricas y 120 seg para hidráulicas.
- Las oscilaciones deberán ser amortiguadas.

La participación de la demanda en el CPF enfrenta las siguientes barreras, y no participa:

- Es factible solamente en cierto tipo de demanda, siendo las industrias con procesos térmicos las principales candidatas.
- Infraestructura de información y comunicación,
- Incremento en la complejidad de la operación del sistema.

Control Secundario de Frecuencia



Requerimientos técnicos definidos en el Informe SSCC 2020:

- Operación centralizada (AGC).
- Debe entregar el 100% de la reserva en 5 min y mantenerla por 5 min.
- Instalaciones de equipos de control, supervisión y sistemas de comunicaciones independientes y redundantes.
- Definición de un límite al tiempo de retardo no superior a 20 seg.
- Cumplimiento del Anexo Técnico: Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de Datos al SITR del CDC.

Desde el punto de vista técnico, la participación de la demanda en el servicio de CSF es factible, para lo cual deben implementarse sistemas de comunicación en tiempo real con el Coordinador. Grandes usuarios pueden participar en la prestación de este servicio.

Dependiendo de los niveles de remuneración que registre el mercado de CSF, puede ser económicamente factible la reducción/incremento de la demanda.

Control Terciario de Frecuencia



Requerimientos técnicos definidos en el Informe SSCC 2020:

- 100% de la entrega de reserva comprometida en un tiempo máximo de 15 minutos de recibida la consigna del Coordinador.

Al igual que para el servicio de CSF, la participación de la demanda en el servicio de CTF es factible, para lo cual deben implementarse sistemas de comunicación en tiempo real entre los clientes y un agregador de demanda, y por supuesto entre el agregador y el Coordinador.

Pequeños usuarios podrían participar en la prestación de este servicio.

Aspectos a incluir en la Ley de Flexibilidad*



Mercado de Servicios Complementarios

El marco normativo actual de SSCC permite la integración de la demanda a distintos servicios, sin embargo no se considera su participación en el control secundario y terciario de frecuencia.

La norma técnica de SSCC, actualmente en consulta pública, no tiene consideraciones específicas para la verificación de la prestación de servicio de la demanda o los protocolos de comunicaciones.

Mercado de Potencia

La normativa actual no permite la participación de la demanda como proveedor de suficiencia. Habría que crear un mercado de subastas de capacidad.

*para participación de clientes libres

Conclusiones



En el mediano y largo plazo se espera una alta penetración de ERV, por lo que es necesaria la integración de nuevos instrumentos regulatorios que estimulen la flexibilidad en el sistema.

Para desarrollar esto, la ley de transmisión dio un primer paso perfeccionando instrumentos principalmente del lado de la oferta (para SSCC). Sin embargo, la demanda también puede tener un rol importante en el suministro de flexibilidad.

El suministro de flexibilidad por parte de la demanda, necesita de una normativa asociada a los SSCC, de manera de regular adecuadamente todos los aspectos de la prestación de estos servicios (infraestructura de información, comunicación y verificación).

Conclusiones



Los Clientes Libres podrían suministrar flexibilidad al sistema, principalmente a través del mercado de capacidad y el mercado de los servicios complementarios.

La incorporación de los Clientes Libres como proveedores de suficiencia en el mercado de capacidad, exigirá realizar profundos cambios normativos, de manera de implementar subastas de capacidad.

Los Clientes Libres podrían participar en el servicio de control rápido de frecuencia, a través de la instalación de baterías BESS en sus instalaciones.

Para el caso del mercado de SSCC los Clientes Libres pueden ser proveedores de los servicios de control secundario y terciario, para lo cual deben definirse los requerimientos normativos asociados al equipamiento técnico, reglas para definir las ofertas, verificación del performance, entre otros.

Los Clientes Libres y los cambios esperados de la Ley de Flexibilidad

Seminario Acenor



5 de Septiembre de 2019