

Reglamento de SSCC

Mesa de Trabajo N° 10

Comisión Nacional de Energía



Fecha	Hito
viernes, 31 de marzo de 2017	Reunión Mesa de Trabajo N°1: Contexto y Principios generales
miércoles, 12 de abril de 2017	Reunión Mesa de Trabajo N°2: Principios generales - SSCC y sus categorías
miércoles, 26 de abril de 2017	Reunión Mesa de Trabajo N°3: SSCC y sus categorías
miércoles, 24 de mayo de 2017	Reunión Mesa de Trabajo N°4: Remuneración y pagos de SSCC
miércoles, 07 de junio de 2017	Reunión Mesa de Trabajo N°5: Remuneración y pagos de SSCC
jueves, 22 de junio de 2017	Reunión Mesa de Trabajo N°6: Pagos de SSCC
miércoles, 05 de julio de 2017	Reunión Mesa de Trabajo N°7: Pagos de Reservas - Licitaciones, subastas y estudios de costos
miércoles, 02 de agosto de 2017	Reunión Mesa de Trabajo N°8: Licitaciones, subastas y estudios de costos - Revisión general
jueves, 17 de agosto de 2017	Reunión Mesa de Trabajo N°9: Nuevas Tecnologías
jueves, 31 de agosto de 2017	Reunión Mesa de Trabajo N°10: Calificación y desempeño de SSCC - Discusión general
martes, 17 de octubre de 2017	Reunión Mesa de Trabajo N°11: Discusión general borrador Reglamento
miércoles, 25 de octubre de 2017	Reunión Mesa de Trabajo N°12: Discusión general borrador Reglamento y cierre

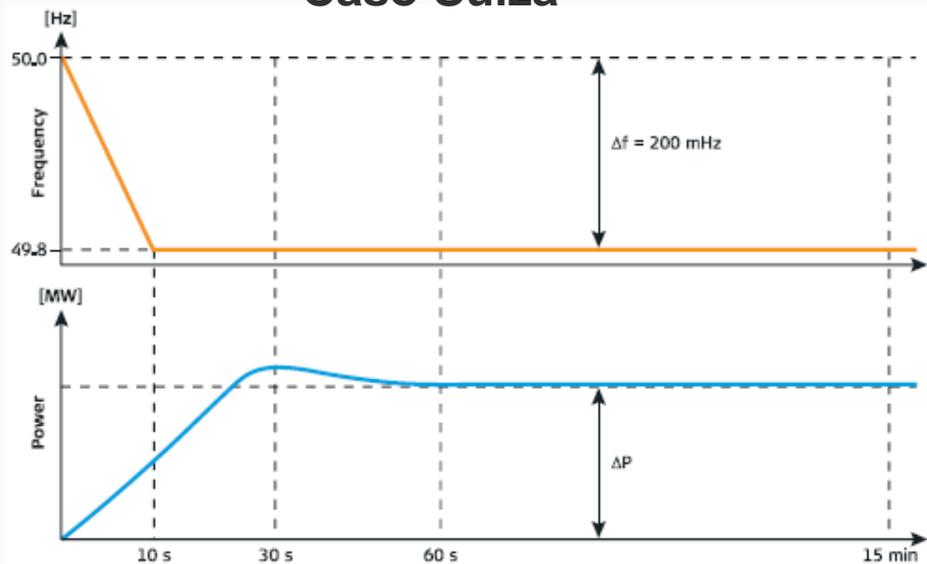
- Calificación de instalaciones para la prestación de SSCC
- Desempeño de los SSCC
- Pagos de disponibilidad de Reservas

- Calificación de instalaciones para la prestación de SSCC
- Desempeño de los SSCC
- Pagos de disponibilidad de reservas

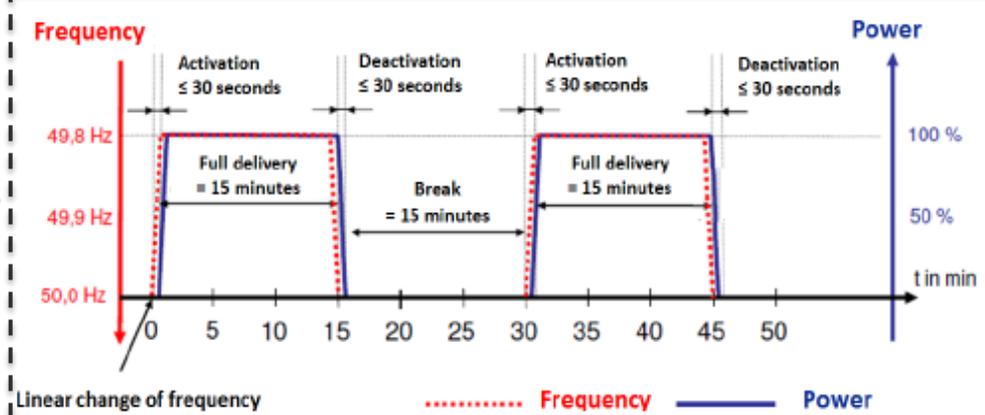
- Cada Coordinado que quiera participar del mercado de SSCC, deberá cumplir con un proceso de Calificación de instalaciones, en forma previa a la prestación del servicio respectivo.
- El proceso de Calificación tiene por objeto asegurar que las instalaciones del Coordinado están en condiciones de prestar los SSCC ofertados, los que deberán cumplir con los requerimientos definidos previamente por el Coordinador y la normativa aplicable.
- En el caso de instalaciones existentes, dicho proceso consistirá, al menos, en la realización de pruebas por parte del Coordinador a las instalaciones que quieran participar de los SSCC, además de la revisión de la documentación pertinente.
- Sólo podrán participar en la prestación de SSCC, aquellas instalaciones que hayan sido calificadas por el Coordinador como prestadoras del respectivo servicio.

- Para el cumplimiento de lo anterior, el Coordinador deberá emitir un certificado que califique a la instalación respectiva para la prestación de un determinado SSCC al Coordinado correspondiente, que señale la cuantía del recurso técnico, y la instalación o conjunto de instalaciones asociada a la prestación.
- El certificado de SSCC habilitará al Coordinado a participar de los servicios, hasta por el monto señalado en dicho documento.
- Los costos que resulten del proceso de calificación de instalaciones para la prestación de SSCC, serán asumidos por el agente que solicite dicho proceso.

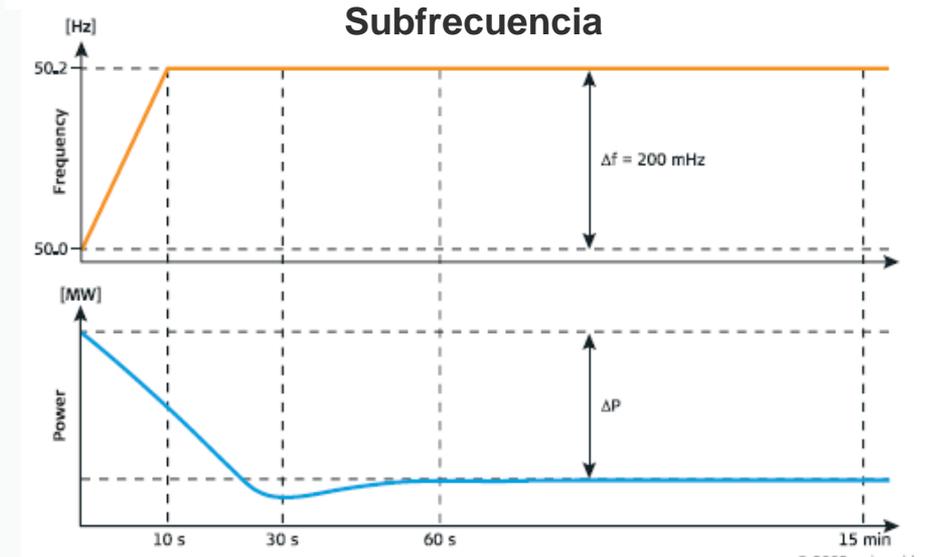
Caso Suiza



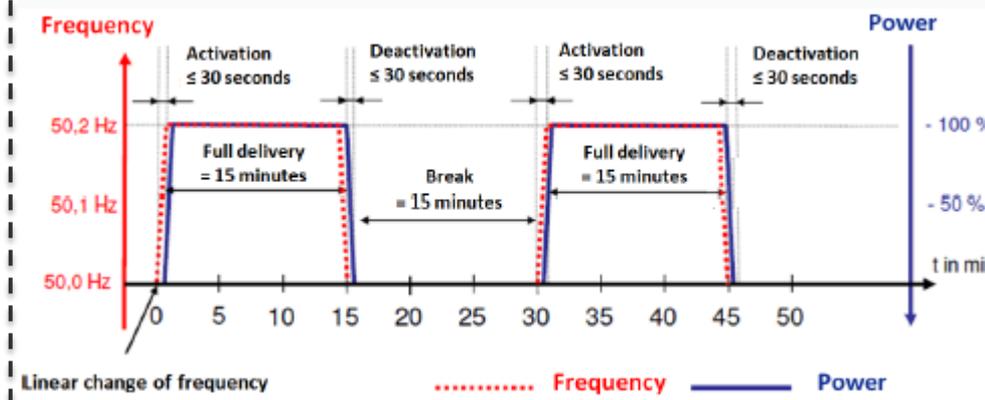
Caso Alemania



Subfrecuencia



Subfrecuencia

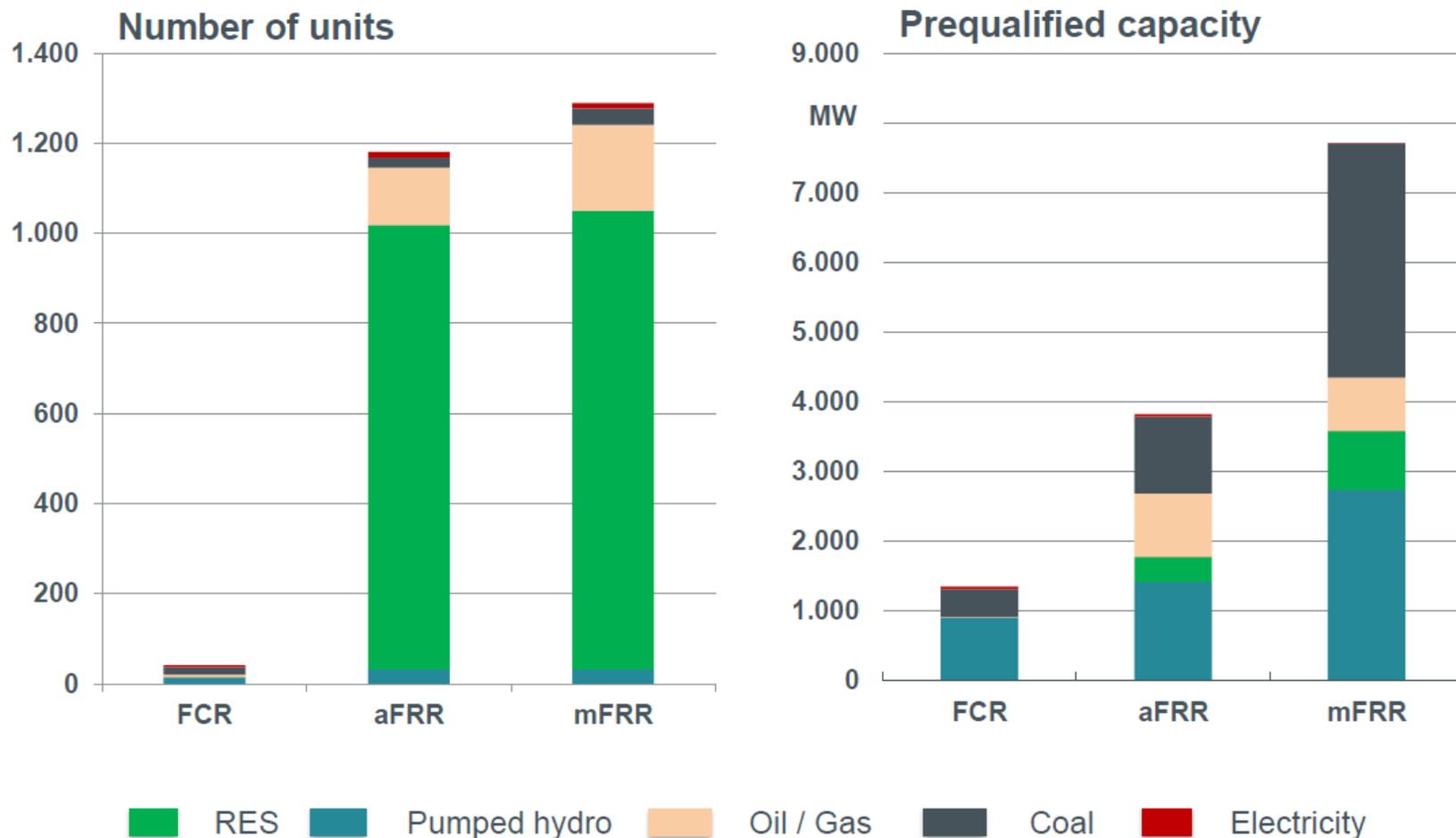


Sobrefrecuencia

Sobrefrecuencia

Balancing Market

prequalified technologies for balancing @ 50 Hertz



Fuente: 50 Hz

Ejemplo

Zona	Unidad Generadora	Coordinado	Propietario	Unidad	Potencia Eléctrica (Pe) Bruta [MW/U]		Estatismo [%] sobre Base Pe	Tasa toma carga [MW/min]	Hab. Para CF	Reserva Existente [MW/u]		Reserva Habilitada [MW/u]	
					Min Téc	Max				CPF	CSF	CPF	CSF
	Queltehues U2	AES Gener	AES Gener	1	5.0	16.3	8	3.3	NO	2.9	9.3	0.0	0.0
	Queltehues U3	AES Gener	AES Gener	1	5.0	16.3	8	3.3	NO	2.9	9.3	0.0	0.0
	Maitenes Aux. U1-U2	AES Gener	AES Gener	2	0.5	2.3	8	0.7	NO	0.4	0.3	0.0	0.0
	Maitenes U1-U2-U3	AES Gener	AES Gener	3	2.0	9.0	8	3.0	NO	1.6	5.2	0.0	0.0
	Guayacán U1-U2	AES Gener	Energía Coyanco	2	0.2	6.1	8	1.5	NO	1.1	2.2	0.0	0.0
	El Volcán	AES Gener	AES Gener	1	5.0	13.0	8	2.7	NO	2.3	5.4	0.0	0.0
	Florida	Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	1	8.0	28.5	8	5.0	NO	5.0	20.5	0.0	0.0
	Puntilla U1	Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	1	0.3	4.4	8	0.4	NO	0.8	0.4	0.0	0.0
	Puntilla U2	Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	1	0.3	9.4	8	0.9	NO	1.6	2.0	0.0	0.0
	Puntilla U3	Eléctrica Puntilla	Eléctrica Puntilla	1	0.6	8.0	8	0.8	NO	1.4	1.4	0.0	0.0
	Santa Marta	Consortio Santa Marta	Consortio Santa Marta	10	1.0	2.0	8	0.0	NO	0.3	0.0	0.0	0.0
	Candelaria U1	Colbún	Colbún	1	60.0	125.3	4	10.0	SI	39.6	65.3	39.6	65.3
	Candelaria U2	Colbún	Colbún	1	60.0	128.6	5	10.0	SI	39.6	68.6	39.6	68.6
	Colbún U1	Colbún	Colbún	1	100.0	237.0	5	6.0	SI	70.0	137.0	70.0	137.0
	Colbún U2	Colbún	Colbún	1	100.0	237.0	5	6.0	SI	70.0	137.0	70.0	137.0
	Machicura U1	Colbún	Colbún	1	18.6	47.5	4	20.0	NO	14.9	28.9	0.0	0.0
	Machicura U2	Colbún	Colbún	1	18.6	47.5	4	20.0	NO	14.9	28.9	0.0	0.0

- En el ejemplo, la unidad generadora identificada estaría certificada por un total de 65,3 [MW] para participar del CSF.
- La cuantía de la certificación correspondiente, será el monto máximo con el cual los coordinados podrán participar de las subastas respectivas.

Nueva infraestructura para la prestación de SSCC

- En el caso de licitaciones de SSCC, que impliquen la instalación de nueva infraestructura, el Coordinador deberá establecer mediante bases los requerimientos que permitan resguardar que el recurso técnico será efectivamente prestado.
- Dichos requerimientos deberán considerar al menos el establecimiento de boletas de garantías, auditorías durante la etapa de construcción del proyecto, etc.

Periodo Transitorio

- El proceso de Calificación de instalaciones para prestación de SSCC, dará inicio una vez tomado de razón el reglamento y aprobada la NT correspondiente.
- Los coordinados tendrán un plazo de 3 años* para la calificación de sus instalaciones. Durante este periodo y una vez iniciado el nuevo régimen, se entenderá que las instalaciones están habilitadas a participar de los SSCC.
- El Coordinador deberá establecer un cronograma de pruebas, que permita un proceso de calificación de instalaciones sin poner en riesgo la seguridad del sistema ni la operación económica del mismo.

*Periodo que considera la calificación de todas las instalaciones que presten SSCC.

- Calificación de instalaciones para la prestación de SSCC
- Desempeño de los SSCC
- Pagos de disponibilidad de Reservas

- Los SSCC a remunerar, durante el periodo de valorización de transferencias, corresponderán a aquellos cuya operación se hubiere verificado durante el periodo señalado.
- El cumplimiento de los estándares de desempeño deberá realizarse en conformidad a las disposiciones del Reglamento y la NT respectiva.
- La remuneración de los SSCC estará estructurada bajo el siguiente esquema general:

$$RemF_SSCC_x = RemI_SSCC_x * FD_SSCC_x$$

Donde:

RemF_{SSCC_x}: Remuneración final del Coordinado respectivo, durante el periodo de valorización de transferencias, por la prestación efectiva del servicio «x».

RemI_{SSCC_x}: Remuneración del Coordinado respectivo, durante el periodo de valorización de transferencias, por el servicio «x».

FD_{SSCC_x}: Factor de desempeño y disponibilidad, entre 0 y 1, que da cuenta de la prestación efectiva del servicio «x».

Aplicación del desempeño bajo el régimen Actual del DS130



**NORMA TÉCNICA DE HOMOLOGACIÓN DE LAS
MATERIAS CONTENIDAS EN LOS
PROCEDIMIENTOS DO Y DP
DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS
A LOS QUE SE REFIERE EL
DS N°130 DE 2011**

Marzo de 2017
Santiago de Chile

Estándares de desempeño del SIC	
α_{CPF}	90%
α_{CSF}	90%
α_{CT}	98%
α_{PRS}	98%

Estándares de desempeño del SING	
α_{CPF}	75%
α_{CSF}	75%
α_{CT}	98%
α_{PRS}	98%

$$FD_{CPF_j} = \begin{cases} 1, & \text{si } DM_{CPF_j} \text{ es igual o superior a } \alpha_{CPF} \\ 0, & \text{si } DM_{CPF_j} \text{ es inferior a } \alpha_{CPF} \end{cases}$$

$$DM_{CPF_j} = \left[\left(1 - \frac{NH_{j_{ind}}}{NH_{mes}} \right) \times 100 \right] \times [0,5 \times R1_j + 0,5 \times R2_j]$$

Disponibilidad del CPF en el SING Julio 2017

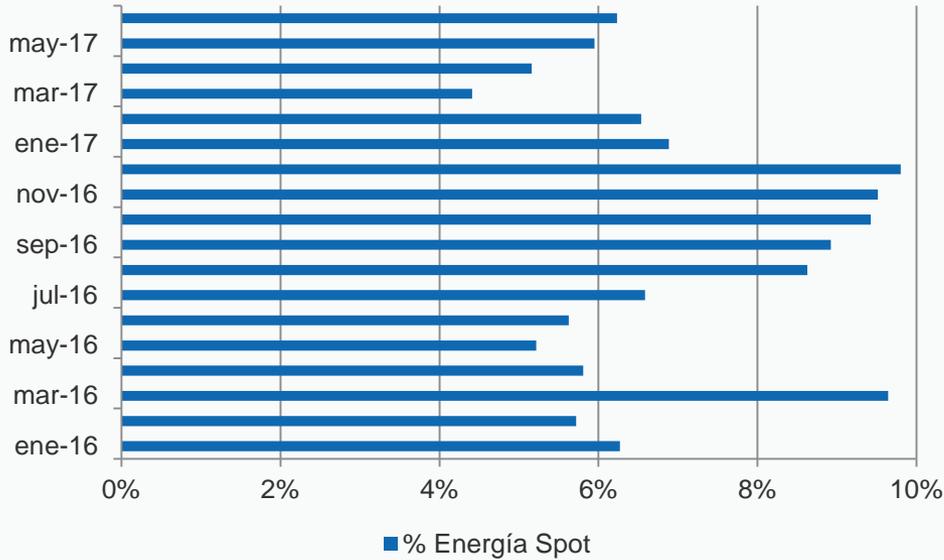
Fecha Inicial	16-06-2017	Fecha Final	15-07-2017
Unidad	Disponibilidad CPF	Unidad	Disponibilidad CPF
ANG1	91,34%	TG3	0,00%
ANG2	92,00%	TGIQ	0,00%
CTA	97,35%	TGTAR	99,94%
CTH	88,03%	U12	99,81%
CTM1	93,84%	U13	98,24%
CTM2	77,59%	U14	100,00%
CTM3-TG	100,00%	U15	97,81%
CTTAR	19,28%	U16	94,84%
NTO1	63,24%	CCH1	99,10%
NTO2	99,41%	CCH2	98,46%
TG1	95,96%	KELAR TG1	0,00%
TG1A	100,00%	KELAR TG2	0,00%
TG1B	100,00%	BESS COCHRANE	100,00%
TG2	99,69%	BESS ANGAMOS	100,00%
TG2A	100,00%	BESS ANDES	100,00%
TG2B	100,00%		

- En caso que la prestación de un servicio sea recurrentemente deficiente, conforme lo establezca la norma técnica correspondiente, el Coordinador deberá revocar la calificación de la instalación que presta dicho servicio.
- La verificación del desempeño de los SSCC por parte del Coordinador, es sin perjuicio de las eventuales sanciones que pueda establecer la SEC en caso de incumplimientos de la normativa.

- Calificación de instalaciones para la prestación de SSCC
- Desempeño de los SSCC
- Pagos de disponibilidad de Reservas

Pagos de disponibilidad de reservas

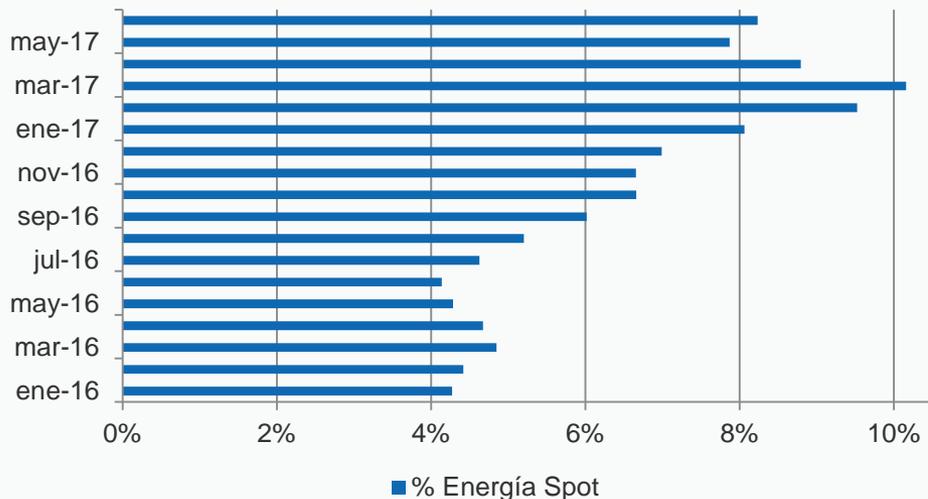
% Energía sin contrato suministro - SIC



➤ Los datos muestran el % de la energía inyectada al spot, respecto del total, para las empresas generadoras que no tienen contratos de suministro .

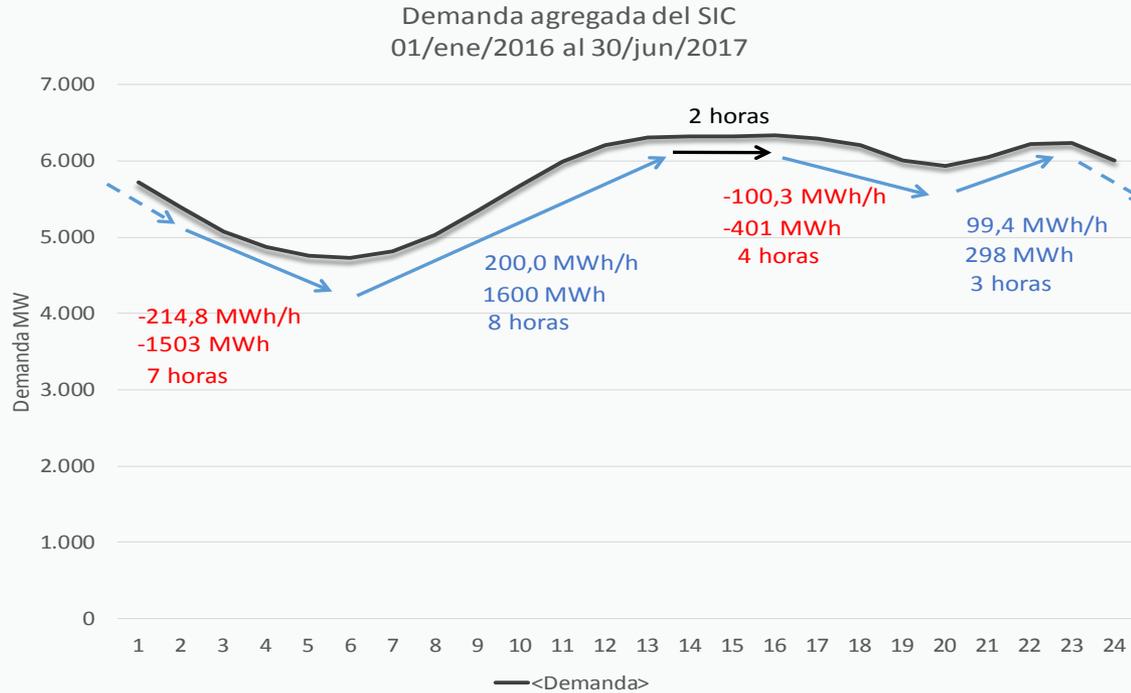
➤ En el SIC, cerca de un 66% de las empresas (Jun17: 126 de 190) que participan del mercado spot de energía, no tienen contratos de suministro. Mientras que en el caso del SING dicha cifra está en torno a un 50% de las empresas (Jun17: 15 de 29).

% Energía sin contrato suministro - SING



➤ El promedio de la energía inyectada al spot corresponde a un 7% para el SIC y un 6,4% para el SING, dentro del periodo analizado.

Variaciones de Demanda SIC

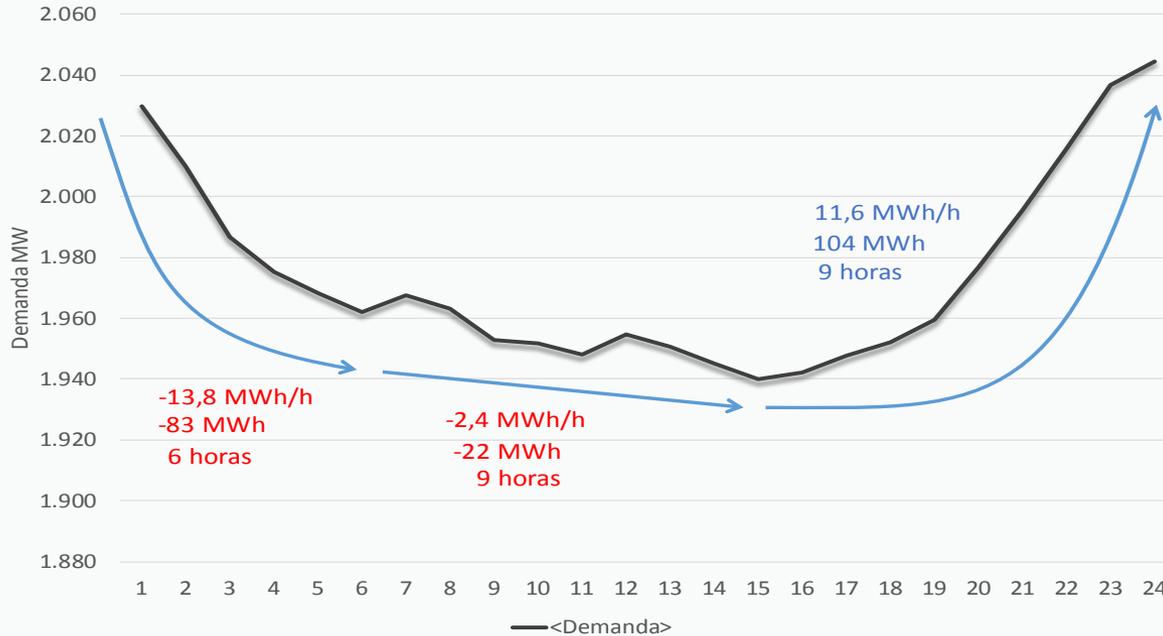


- Las variaciones de la demanda regulada en el SIC son relevantes a la hora de establecer medidas para realizar una buena previsión.

Pendiente	Valores	Cientes Libres	Cientes Regulados	Demanda SIC
Demanda sube	Número de Eventos	2590	1336	1357
	<Número de Horas de duración>	2,6	4,4	4,4
	<Potencia MWh/h>	23,5	198,2	198,4
	Máx. de Horas	13	12	13
	Máx. de Potencia MWh/h	159,7	510,7	528,6
Demanda baja	Número de Eventos	2589	1337	1358
	<Número de Horas>	2,5	5,4	5,3
	<Potencia MWh/h>	-23,3	-142,2	-152,6
	Máx. de Horas	17	14	17
	Mín. de Potencia MWh/h	-207,8	-297,4	-809,4

Variaciones de Demanda SING

Demanda agregada del SING
01/ene/2016 al 31/dic/2016



➤ Las variaciones de la demanda en el SING, responden principalmente al comportamiento industrial-minero de este sistema.

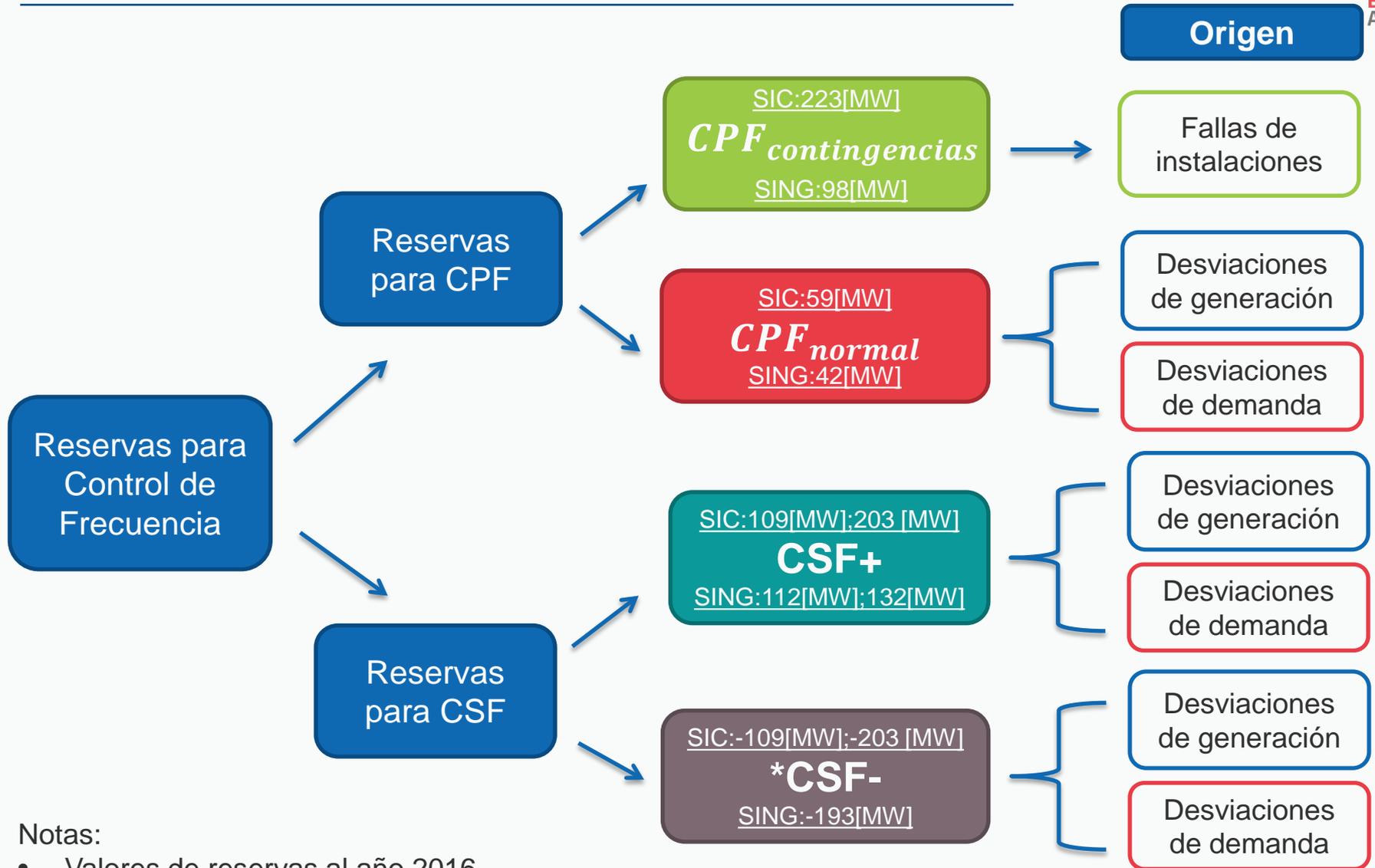
Pendiente	Valores	Clientes Libres	Clientes Regulados	Demanda SING
Demanda sube	Número de Eventos	2000	1005	1901
	<Número de Horas de duración>	2,2	4,2	2,2
	<Potencia MWh/h>	19,7	6,9	22,3
	Máx. de Horas	14	13	11
	Máx. de Potencia MWh/h	171,1	56,8	228,0
Demanda baja	Número de Eventos	2000	1005	1901
	<Número de Horas de duración>	2,2	4,5	2,4
	<Potencia MWh/h>	-20,8	-4,1	-22,4
	Máx. de Horas	14	12	20
	Mín. de Potencia MWh/h	-762,7	-21,3	-771,5

- Durante el desarrollo de las mesas de SSCC, se han discutido 2 mecanismos como propuestas para el pago de disponibilidad de reservas:
 - I. El mecanismo que establece que el pago es realizado por los comercializadores, a prorrata de sus retiros físicos de energía.
 - II. Un mecanismo que establece que paga el agente en función del grado de responsabilidad de éste en la determinación de la reserva.

- En la definición del pago de las reservas, deben tenerse en cuenta los principios de eficiencia y certeza jurídica, entre otros, junto con el marco legal aplicable.

- Dado que esta Comisión ya ha propuesto y analizado el mecanismo establecido en I., a continuación se analiza el pago de la disponibilidad de reservas bajo el principio establecido en II., a fin de establecer los pro y contra de las dos alternativas ya señaladas.

Pagos de disponibilidad de Reservas

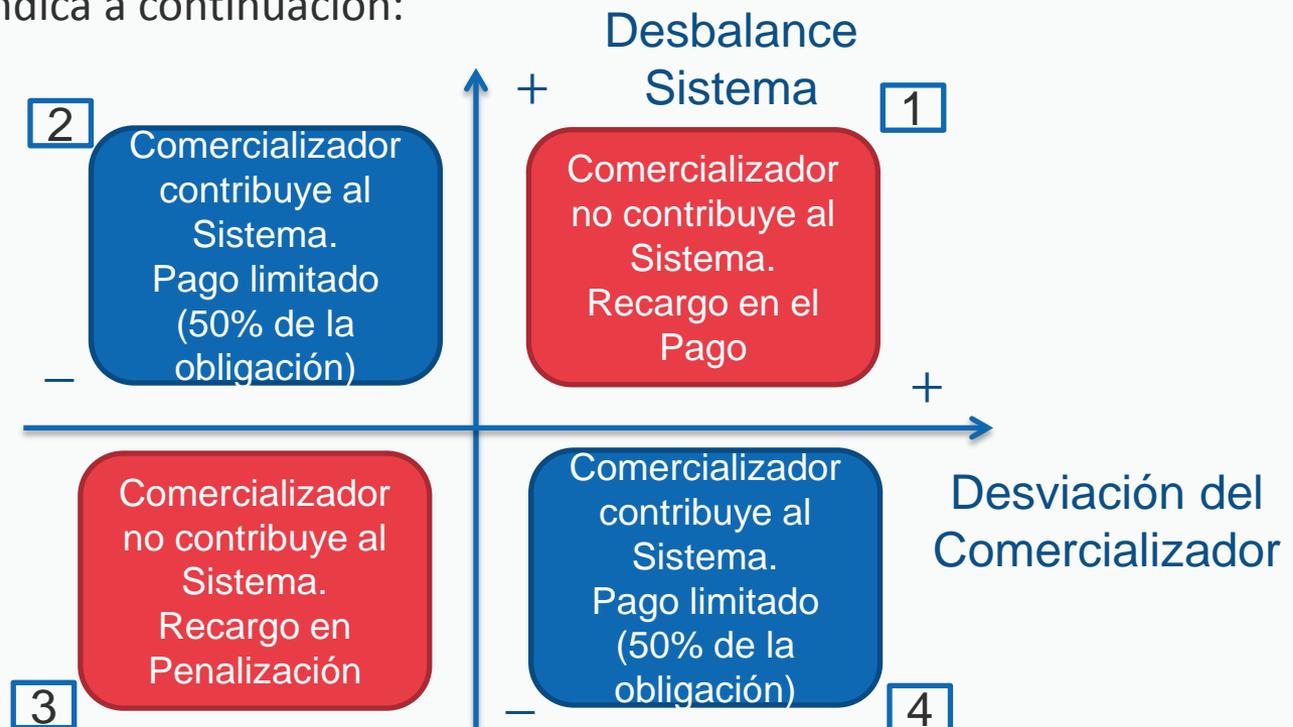


Notas:

- Valores de reservas al año 2016.
- * CSF- sólo considera una remuneración asociada a la activación. Dicho servicio no contempla pagos por disponibilidad.

Desviaciones de generación y demanda

- La disponibilidad de reservas para CPF_{normal} y $CSF +$ será de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales, en función de los desvíos asociados a la generación de sus unidades y a las desviaciones de la demanda de sus clientes. Se entiende por desvíos a la diferencia entre la generación/demanda programada y la real.
- El pago será realizado de acuerdo a si el desvío contribuye o no al balance del Sistema Eléctrico, según se indica a continuación:



Pagos de disponibilidad de Reservas

Desviaciones de generación y demanda

Ejemplo:

Remuneración Total CPF_{normal} +CSF+	\$ 200.000
--	-------------------

Comercializador	Inyección [MW]					Retiro [MW]					Cuota Total	Pago
	Programado	Real	Desvío abs Iny	Desvío Iny Sistema	Cuota Iny	Programado	Real	Desvío abs Ret	Desvío Ret Sistema	Cuota Ret		
A	100	105	5	2,5	13%	109	105	4	5	83%	29%	\$ 57.692
B	85	85	0	0	0%	75	75	0	0	0%	0%	\$ 0
C	50	35	15	17,5	88%	45	47	2	1	17%	71%	\$ 142.308
Empresa D	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	235	230	20			229	227	6				\$ 200.000
Empresa D	Participante del mercado de reservas											

Desviaciones de generación y demanda

- El pago de dichas empresas se realizará de acuerdo a lo siguiente:
 - El Coordinador deberá determinar el monto total a remunerar por disponibilidad de reservas ($CPF_{normal} + CSF +$), dentro del período de valorización de las transferencias.
 - Para cada período de operación (resolución de la programación), se determinará el desvío absoluto entre la inyección o retiro programado respecto de la operación real.
 - En el caso que el desvío de la inyección o demanda haya contribuido al balance del sistema eléctrico, se descontará el 50% de dicho desvío. Los comercializadores que no hayan contribuido al balance del sistema, se harán cargo del descuento anterior a prorrata de sus desvíos absolutos.
 - A cada comercializador se le determinará una cuota de inyección y retiro, como la proporción entre desvío absoluto que resulte del punto anterior y el desvío absoluto total.
 - A fin de identificar la contribución de cada comercializador en el pago de la disponibilidad de reservas se determinará una cuota total para cada periodo de operación, sobre la base de las cuotas de inyecciones y retiros y los desvíos totales del sistema.

Desviaciones de generación y demanda

Consideraciones:

- El mecanismo antes señalado es sin perjuicio del pronóstico centralizado de generación y demanda que deberá realizar del Coordinador.
- A efectos del pago de la disponibilidad de reservas por parte de los comercializadores, se determinarán las cuotas respectivas según los pronósticos de generación y demanda de éstos últimos. En caso que un comercializador no realice su pronóstico, se utilizará lo determinado por el Coordinador.
- Los comercializadores que participan del mercado de reservas, estarán exentos del pago hasta los montos adjudicados en las subastas.
- La generación y demanda programada que es utilizada para el pago, deberá ser actualizada por el Coordinador en el caso de instrucciones emitidas en tiempo real y eventuales redespachos.

Reserva para Contingencias

- Bajo el principio del causante paga, y en conformidad a lo dispuesto en el Art. 72°-7 de la LGSE, la disponibilidad de reservas para CPF debiese ser de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales, en función de las potencias máximas y las tasas de fallas asociadas a sus unidades generadoras.
- Para estos efectos le correspondería al Coordinador determinar la tasa, para una ventana móvil de 5 años (o periodo a definir) y calculada como el cociente entre el número de fallas sobre las horas de generación de la unidad.

$$Tasa\ de\ falla_i = \frac{\sum_{k=1}^5 Nfalla_{i,k}}{\sum_{k=1}^5 Hgen_{i,k}}$$

Donde,

$Tasa\ de\ falla_i$: Tasa de falla de la unidad i.
 K : Índice del número de años del periodo de análisis (2010-2015).
 :
 $Nfalla_{i,k}$: Número de fallas de la unidad i en el año k.
 $Hgen_{i,k}$: Horas de generación de la unidad i en el año k.

Tabla 9-9. Tasa de falla de unidades generadoras del SING

Unidad	Tasa de falla ²¹	Unidad	Tasa de falla ²¹
AGB1	0	NTO1	0.00055687
ANG1	0.00103447	NTO2	0.00051847
ANG2	0.00091235	PAM	0.00080425
CCH1	0.00390186	PAS2	0.00018333
CCH2	0.00390186	PAS3	0.00054681
CHAP	0.00002503	SUIQ	0
CTA	0.00126667	SUTA	0.00016772
CTH	0.00129032	TECNET	0.00011677
CTM1	0.00083698	TG1	0
CTM2	0.00104732	TG1A	0.00104675
CTM3-TG	0.00239758	TG1B	0.00078686
CTM3-TV	0.00239758	TG2	0
CTTAR	0.00098099	TG2A	0.00084824
ENAEX	0	TG2B	0.00030136
EÓLICA VDLV	0.00024526	TG3	0.00110082
ESTANDARTES	0.00026048	TGIQ	0.00270555
GMAR	0	TGTAR	0.00343257
INACAL	0.0007754	TV1C	0.00050053

$$Prorrata\ de\ Pago_i = Pmax_i * Tasa\ de\ falla_i$$

Reserva para Contingencias

- Sin perjuicio que el mecanismo anterior cumple con lo dispuesto en el Art. 72°-7 de la Ley y que asigna el costo de la reserva en función del grado de responsabilidad en el requerimiento, dicha propuesta no es completamente consistente atendiendo los puntos descritos a continuación:
 - La reserva de CPF para contingencias permite al sistema soportar fallas de las instalaciones interconectadas (Gx, Tx, Sist. de almacenamiento, Dx y Clientes libres).
 - El monto de reserva para CPF, se determina a partir de una evaluación técnico-económica del sistema que permite minimizar el costo total de operación y falla, y de un análisis dinámico que considera la salida de una central de tamaño relevante (San Isidro II generando 393 [MW] en el SIC y escenarios con desconexión máxima de ANG1 con 267,5 [MW] en el SING).
 - La reserva de CPF para contingencias es una exigencia técnica del sistema eléctrico que permite a todos los Coordinados operar bajo un estándar de seguridad predefinido.

- De acuerdo a lo anterior, y dado que la reserva de CPF para contingencias permite a todos los agentes del sistema cubrirse ante fallas, es que la propuesta de pago en esta caso corresponde al comercializador a prorrata de su retiros físicos de energía del sistema.

Consideraciones Finales y Propuesta

1. Regulatoriamente, el mecanismo que asigna el pago en función del grado de responsabilidad en la determinación de la reservas, da señales a los agentes para que se ajusten a la generación y demanda programada, lo que permite reducir la necesidad y costos de reservas. La aplicación de dicho principio debe efectuarse sin discriminaciones arbitrarias.
2. La Ley 20.936 ya establece explícitamente un mecanismo de asignación de pagos. Dicho mecanismo no necesariamente está en línea con el punto anteriormente planteado.
3. Por otra parte, una asignación eficiente de los recursos del sistema para una operación segura y económica del mismo, requiere la consideración de todas las restricciones operativas del sistema, identificando cuales son sistémicas y cuales con propias de los distintos actores. Lo anterior significa necesariamente un análisis técnico más profundo, que permita entregar señales a los agentes para que se ajusten a sus compromisos de generación y demanda. Por ejemplo, revisión de herramientas por parte de comercializadores para la gestión de demanda de clientes regulados.
4. Un cambio en el diseño legal requiere una discusión amplia y de un proceso participativo y consensuado (como se han efectuado los últimos cambios regulatorios en materia energética).

Consideraciones Finales y Propuesta

5. En consecuencia, y dado que el análisis técnico y el cambio normativo, esencialmente legal, excede el marco del presente trabajo reglamentario, se propone:
 - a) Mantener la propuesta CNE planteada en sesiones anteriores, es decir, el pago de la disponibilidad de reservas será de cargo de los comercializadores a prorrata de los retiros físicos de energía.
 - b) Una vez finalizado el trabajo reglamentario asociado a la implementación de la Ley 20.936, dar inicio a un trabajo pre legislativo, de carácter técnico-económico, que sirva de base para un futuro cambio legal que permita complementar la actual regulación.

CNE