

Proyecto BESS 50 MW x 50 MWh localizado en S/E Maitencillo para prestación del Servicio Complementario de Control Primario de Frecuencia

A. Antecedentes Básicos

1. Nombre empresa o proponente

Transelec S.A.

2. Representante Legal empresa o proponente

Rodrigo La Fuente Vila.

3. Nombre del proyecto

Sistema de almacenamiento en S/E Maitencillo.

4. Zona del proyecto

Zonal B – Norte Chico.

5. Razón principal del proyecto

(4) Eficiencia en los costos operacionales del sistema.

6. Descripción del proyecto

El proyecto consiste en la instalación de un sistema de almacenamiento de tecnología Ion Litio de 50 MW en la barra de 110 kV de subestación Maitencillo, destinado a entregar servicios complementarios de control de frecuencia, particularmente, Control Primario de Frecuencia (CPF) para Contingencias.

7. Ubicación geográfica

Región de Atacama: X: -70.92332803, Y: -28,53456055

8. Justificación del proyecto

8.1 Análisis Técnico

En su Informe de SSCC 2020 de noviembre de 2019, el Coordinador no incorporó el Control Rápido de Frecuencia (CRF) dentro de los servicios requerido para los próximos años. La definición de este servicio establecía lo siguiente:

“Corresponde a acciones de control automáticas que permiten responder rápidamente frente a las desviaciones de frecuencia del sistema eléctrico.

Las instalaciones que participen del CRF deberán entregar el 100% de la reserva comprometida dentro de un tiempo de 1 s, y deberán ser capaces de mantener su aporte por al menos 5 min.

La prestación de esta categoría de servicio se realizará a través de bandas de regulación simétricas, es decir, la reserva para subfrecuencia será igual que la reserva por sobrefrecuencia.

Considerando las definiciones establecidas por la CNE para la prestación de este servicio, específicamente el aporte del 100% del monto requerido en un lapso de 1 segundo, se ha requerido que el CRF sea un servicio prestado ante contingencias o excursiones de la frecuencia que no respondan a variaciones naturales de la demanda neta del sistema.”¹

En su análisis (Anexo 2 del informe), el Coordinador enfoca la necesidad del servicio CRF en base a las posibles excursiones de frecuencia asociadas a la falta de inercia existente en el sistema. Bajo esta premisa, determina mediante “predespachos utilizados para los estudios de operación esperada del SEN” que el nivel mínimo esperable de inercia sistémica corresponde a los 30 GVAs, lo cual conlleva una variación de frecuencia que podría ser resuelta utilizando los recursos existentes para CPF. De igual modo, se sostiene que sólo en escenarios con una inercia total de menos de 21 GVAs se requeriría destinar reservas a CRF, lo cual no ocurriría en el corto plazo según el Coordinador.

Considerando que el detalle de los estudios del Coordinador no fue entregado, particularmente los despachos de generación esperada, estudios eléctricos y los supuestos asociados, no es posible una revisión detallada del análisis, no obstante, se pueden comentar los siguientes puntos:

- No se incluye un análisis que permita verificar la respuesta ante una contingencia de un monto en MW de CRF en comparación con el mismo monto destinado a CPF, considerando distintos escenarios de inercia sistémica. A priori, es difícil concluir que el desempeño del CPF para este fin sea mejor que el CRF provisto por unidades de almacenamiento de energía.
- Dado que el CRF y CPF tienen ventanas de acción traslapadas, cabe la posibilidad de que a futuro se establezca un servicio de control de frecuencia híbrido entre ambos, que considere distintos umbrales de acción atendiendo a variaciones de frecuencia y tasas de respuesta proporcionales a dicha variación. Como ejemplo de esto, están los requerimientos establecidos por la *National Grid* en Reino Unido para la licitación de Servicios Complementarios de *Firm Frequency Response (FFR)* y *Enhanced Frequency Response (EFR)*.

¹ La definición es acorde a lo establecido en el Informe de Definición de SSCC publicado por la CNE con fecha de diciembre de 2019. Se cita el Informe de Servicios Complementarios publicado por el Coordinador en noviembre de 2019 para hacer referencia a los análisis técnicos del Anexo 2. Sin perjuicio de lo anterior, estas definiciones no modifican las evaluaciones mostradas más adelante en este documento.

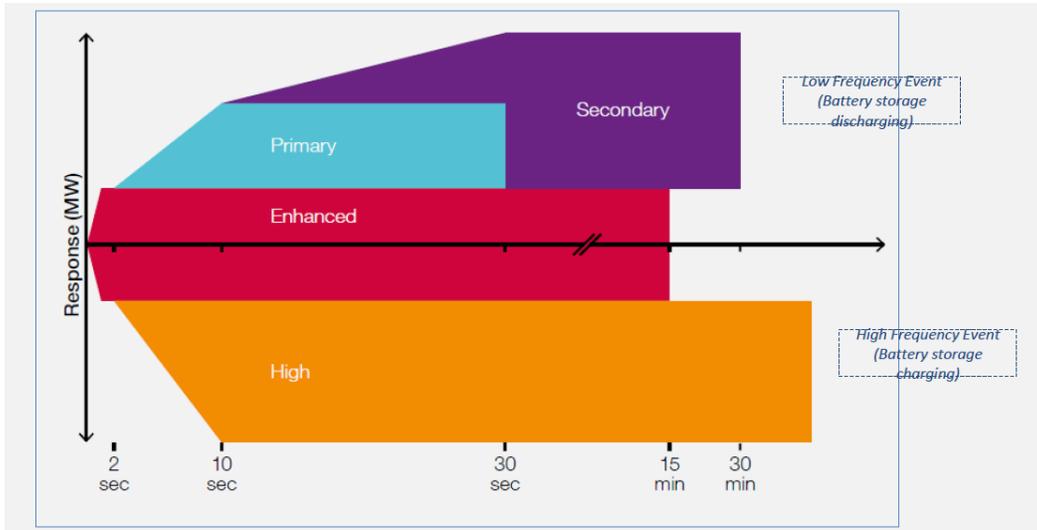


Figura 1 - Diagrama de Servicios de Respuesta de Frecuencia + EFR en Reino Unido (Fuente: NEC ES)

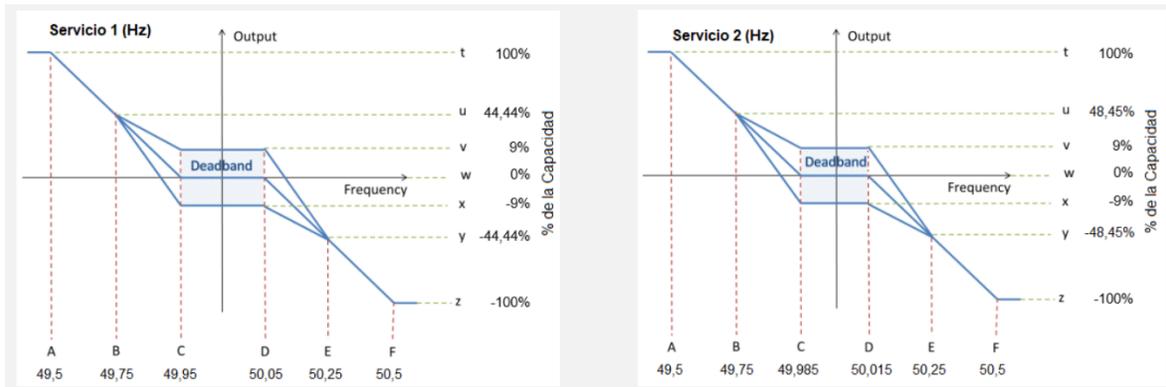


Figura 2 - Diagrama de Activación servicio EFR en el Reino Unido (Fuente: Enel)

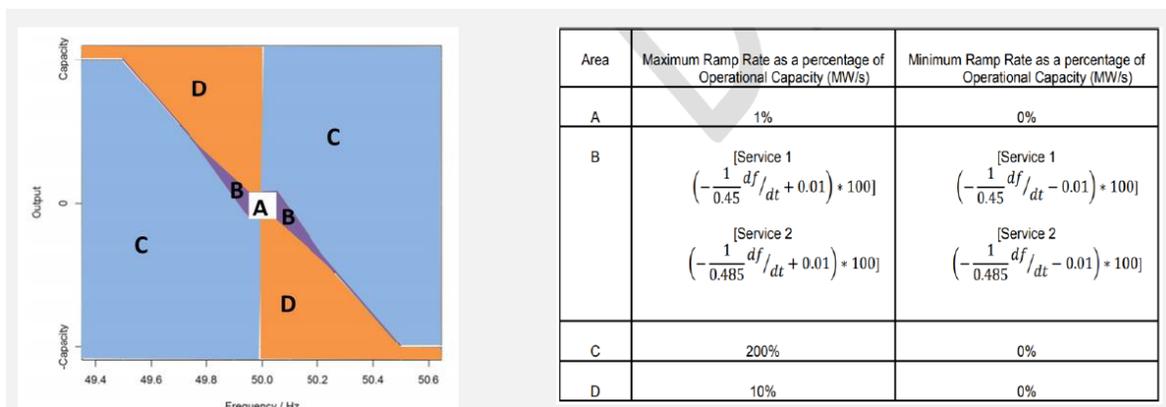


Figura 3 - Rampas de respuesta EFR en el Reino Unido (Fuente: Enel)

Por simplicidad, de aquí en adelante se considerará el uso de equipos BESS adscrito solamente a la prestación de servicios de CPF ante contingencias, replicándose los análisis económicos desarrollados

por el Coordinador en el Informe SSCC 2020, aun cuando estos equipos puedan entregar igualmente servicios de CRF.

8.2 Análisis Económico

El Coordinador Eléctrico Nacional en su Informe de Servicios Complementarios del Año 2020 con fecha de noviembre de 2019, publicó en su Anexo N°1 la Evaluación Económica de Utilización de BESS en el SEN. En dicho análisis se comparan los costos de operación del sistema eléctrico con y sin equipos BESS para satisfacer las restricciones asociadas al Control Primario de Frecuencia (CPF), bajo tres condiciones hidrológicas que generaban escenarios semanales equiprobables.

En su apartado E, "Estimación Anualidad Inversión, Verificación y Mantenimiento Equipos BESS", se señala que se consideran como valores de inversión aquellos publicados en el "Estudio de Costos" publicado mediante carta DE0596-19 del 30 de septiembre de 2019, donde se identifican los siguientes valores.

Tabla 1 - Costos de Inversión y Mantenimiento equipos BESS tecnología Ion-Litio. Estudio de Costos

Instalaciones	Inversión [USD]	Mantenimiento Anual [USD]	Verificación [USD]
BESS = 2 MW	\$ 2.435.781	\$ 24.937	\$ 27.588
BESS = 12,5 MW	\$ 11.478.998	\$ 117.894	\$ 27.588
BESS = 20 MW	\$ 19.229.513	\$ 252.713	\$ 27.588

En base a esta información el Coordinador extrapoló un valor equivalente para los costos de inversión y mantenimiento de un equipo BESS de 50 MW de capacidad instalada, monto que ascendía a \$47,81 MUSD con un mantenimiento anual de \$0,59 MUSD.

En base a cotizaciones realizadas con empresas proveedoras de sistemas de almacenamiento podemos comentar que los valores presentados en el Estudio de Costos están ampliamente por sobre los precios de mercado actuales. En la Tabla 2 se puede apreciar que el costo de inversión de un equipo BESS de 50 MW es de \$26,29 MUSD, que representa un 55% del valor estimado en el Estudio de Costos.

Tabla 2 – Costos de Inversión y Mantenimiento equipos BESS tecnología Ion-Litio. Cotizaciones propias.

Instalaciones	Inversión [USD]	Mantenimiento Anual [USD]	Verificación [USD]
BESS = 2MW	\$ 1.370.000	\$ 27.400	\$ 27.588
BESS = 12,5 MW	\$ 6.871.000	\$ 137.420	\$ 27.588
BESS = 50 MW	\$ 26.294.000	\$ 525.880	\$ 27.588

En concordancia a estos valores actualizados, se procede a obtener y comparar los valores de anualidad considerando las componentes de inversión y mantenimiento para los resultados obtenidos por el Coordinador en su Informe y los propuestos por Transelec:

Tabla 3 – Comparativa de Anualidades entre Transelec y Estudio de Costos para 15 y 20 años, considerando 50MW de capacidad BESS.

Tasa	Anualidad Inversión Transelec (15 años) [USD]	Anualidad Inversión Transelec (20 años) [USD]	Mantenimiento Transelec [USD]	Anualidad Total Informe SSCC (15 años) [USD]	Anualidad Total Transelec (15 años) [USD]	Anualidad Total Informe SSCC (20 años) [USD]	Anualidad Total Transelec (20 años) [USD]
10%	\$3.456.971	\$3.088.483	\$525.880	\$6.878.000	\$3.982.851	\$6.208.000	\$3.614.363
9%	\$3.262.004	\$2.880.415	\$525.880	\$6.523.000	\$3.787.884	\$5.829.000	\$3.406.295
8%	\$3.071.916	\$2.678.102	\$525.880	\$6.178.000	\$3.597.796	\$5.461.000	\$3.203.982
7%	\$2.886.940	\$2.481.968	\$525.880	\$5.841.000	\$3.412.820	\$5.105.000	\$3.007.848
6%	\$2.707.303	\$2.292.431	\$525.880	\$5.515.000	\$3.233.183	\$4.760.000	\$2.818.311

De esta forma, tomando en consideración los resultados presentados en la Tabla 3, se aprecia que las anualidades obtenidas en base a cotizaciones actualizadas son considerablemente menores a los valores obtenidos en el Estudio de Costos. Además, para las evaluaciones a 15 y 20 años se obtienen valores que están por debajo de los \$3,3 MUSD definidos como el costo sistémico de proveer 50 MW de reservas para CPF utilizando máquinas sincrónicas, lo cual se muestra en la siguiente figura.

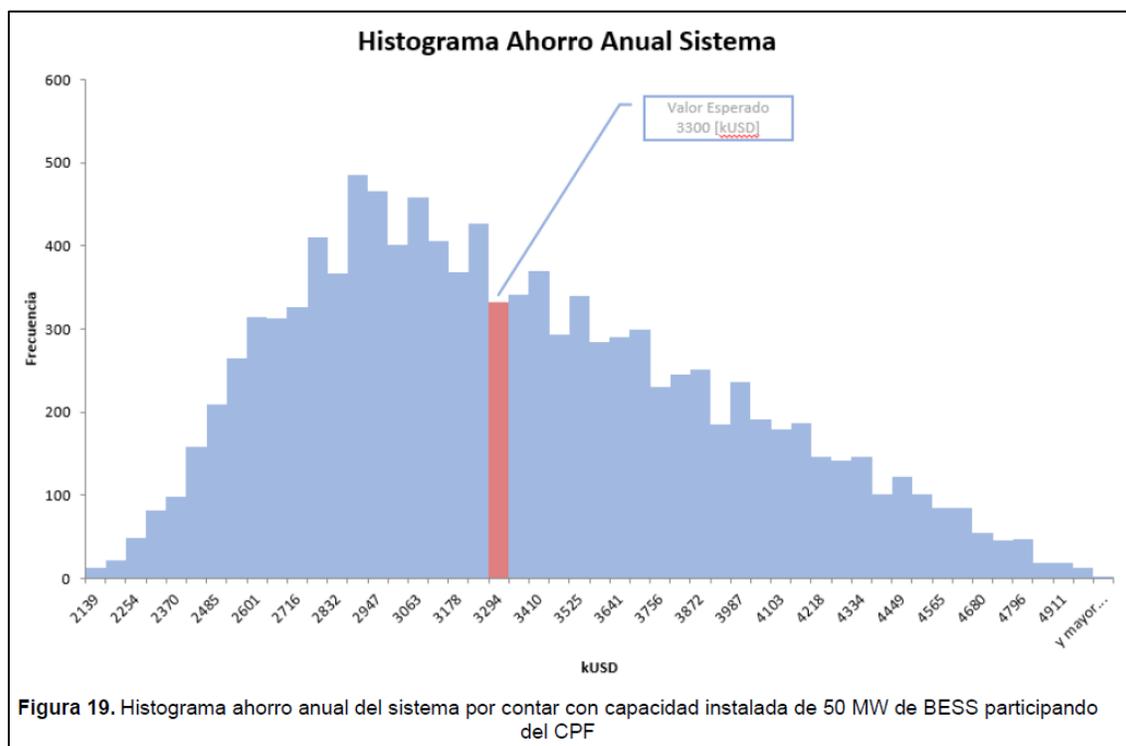


Figura 4 – Histograma Ahorro Anual (Fuente: CEN, Informe SSCC 2020)

Lo anterior sugiere que la instalación de un equipo BESS para prestación del Servicio Complementario de Control Primario de Frecuencia podría ser una alternativa eficiente en comparación a la alternativa tradicional. Nótese que estos valores eventualmente serían aún más beneficiosos para el sistema si se consideran hidrologías más secas, lo cual ha sido la tendencia de los últimos años. La evaluación

A continuación, se muestra un esquemático conceptual del proyecto (referencial).

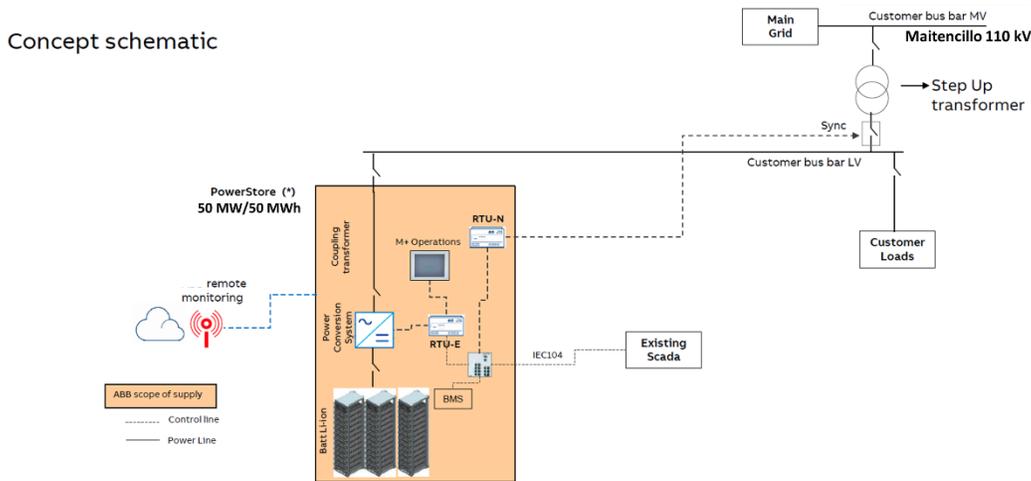


Figura 6 – Esquemático conceptual Equipo BESS (Fuente: ABB)

La solución presentada incluye en la propuesta lo siguiente (alcance en base a cotización para BESS de 12,5 MW por 1 hora. Según proveedor, escalamiento a 50 MW es directo).

NO	DESCRIPTION	QTY
1	Power Store – Power converter System	
-	1100kVA PS1000 Power converter system (1500Vdc)	12 units
2	Battery energy storage Container Supply of a 40ft. refrigerated Container including the following items:	
-	One (1) x 3108kWh, 24 racks Samsung Type batteries 1C	4 Unit
-	Four (4) x Battery Connection Panel	
-	HVAC System	
-	Fire Suppression System	
-	Internal Cable, Cable Trays, Lighting and accessories	
-	Earthing within container	
3	e-mesh™ - Control system Supply of following control items:	
-	Eleven (12) x e-mesh™ - E Controller for BESS inverters	1 Unit
-	One (1) x e-mesh™ - N Controller for grid feeder control and frequency monitoring	
-	One (1) x SCADA Panel for accommodating SCADA and operator station	
-	One (1) X SCADA server with MicroSCADA license	
-	One (1) x Historian Server with Historian License	
-	One (1) x Operator Station	
-	One (1) x Panel mounted monitor for SCADA	
-	One (1) x Managed ethernet switch	
4	Engineering and Field Services Supply of following engineering and field services	
-	Engineering of BESS equipment	1 Lot
-	Installation Supervision of BESS Equipment (Four (4) man weeks)	
-	Testing and Commissioning of BESS equipment (Eight (8) man weeks)	
-	Customer Training at Site (One (1) man week)	

B. Valorización Referencial

Tabla 4 – Valorización BESS 50MW/50MWh en S/E Maitencillo.

Listado de equipos principales para conexión de sistema de almacenamiento 50 MW x 50 MWh			
Cantidad	Equipo	Características	Valorización
1	Paño de 110 kV	-	\$ 0,250 MUSD
1	Paño de 13,8 kV	-	\$ 0,150 MUSD
1	Extensión de barra	-	\$ 1,000 MUSD
1	Transformador de poder	60 MVA 110/13,8 kV	\$ 0,690 MUSD
16	Shipping (40 ft.)	-	\$ 0,280 MUSD
1	Equipo BESS	50 MW x 50 MWh	\$ 23,924 MUSD
TOTAL	-	-	\$ 26,294 MUSD

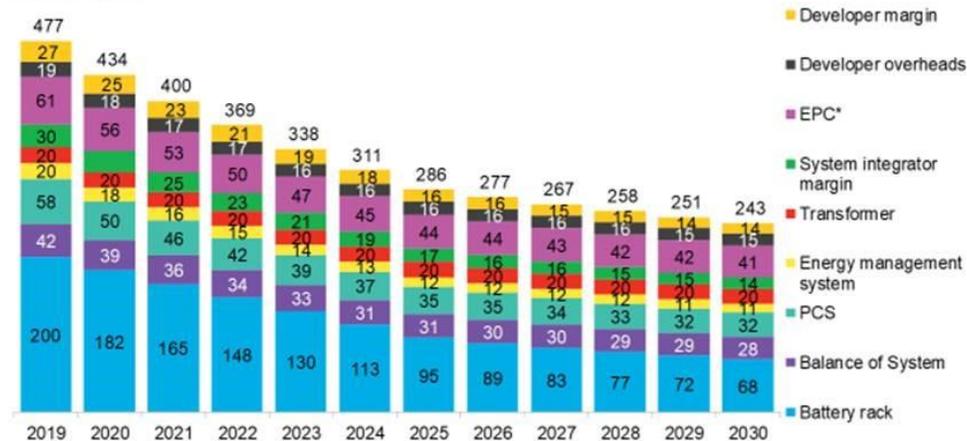
Los valores mostrados en la Tabla 4 son de carácter referencial. Las cotizaciones del equipo BESS se adjuntan en el documento “BESS 12.5MW for Frequency Regulation.pdf”. A recomendación del proveedor, el valor de inversión para el equipo de 50 MW es directo a partir de escalar por un factor de 4 la valorización del equipo de 12,5 MW.

C. Proyecciones de costos

Para referencias y evaluaciones futuras, se adjunta proyección de los costos de los sistemas de almacenamiento publicado por *Bloomberg NEF*. Como se señala en el pie de la imagen, estos valores no incluyen los costos de conexión asociados.

Capital costs for a fully-installed usable 50MW/50MWh AC energy storage system at beginning of life

Real 2019 \$/kWh



Source: BloombergNEF. Excludes warranty costs, which are often paid annually rather than as part of the initial capital expenditure. These costs do not explicitly include any taxes, although due to a lack of transparency in the market, some may be unknowingly included. This is for a brownfield development, so excludes grid connection costs. Includes a 5% EPC margin. Does not include salvage costs or project augmentation.

Figura 7 – Evolución del costos de equipos BESS 2019-2030 (Fuente: BNEF)

D. Cotizaciones de Suministro

La información incluida en esta propuesta (“00 Proyecto BESS Transelec 50 MW.pdf” y “00 Proyecto BESS para Coordinador 2020 – Evaluaciones.xlsx”) corresponde a cotizaciones reales, cuyo detalle se presenta en el documento “BESS 12.5MW for Frequency Regulation.pdf”.

FIN DE LA MINUTA