

## **ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DE SISTEMAS DE ACUMULACIÓN MEDIANTE BATERÍAS PARA GRANDES USUARIOS**

G. Gómez, P. Bertinat

Observatorio de Energía y Sustentabilidad, Facultad Regional Rosario, Universidad Tecnológica Nacional. Zeballos 1341, CP 2000 – Rosario, Pcia. de Santa Fe - Tel. 0341-4484909

*Recibido 13/08/18, aceptado 24/09/18*

**RESUMEN:** Los sistemas centralizados de acumulación de energía eléctrica mediante baterías (BESS, Battery Energy Storage Systems) se encuentran en una fase de desarrollo tecnológico continuo, superando barreras técnicas que los volvían inviables hace diez años. La implementación de estos sistemas en países desarrollados se ha convertido en un pilar fundamental en lo que respecta a gestión de energía y estabilidad de redes ante oscilaciones de la demanda, especialmente al actuar como complemento de la generación renovable en redes con gran penetración de esta energía. Este trabajo consistió en explorar los beneficios técnicos de la implementación de un sistema de acumulación para reducir picos de demanda de un gran usuario de la red de distribución de la provincia de Santa Fe, y a su vez realizar compensación reactiva para mejorar las características de su red. El estudio se realizó mediante software de simulación de redes, de manera de observar el comportamiento de la red del usuario antes y después de implementar un sistema de acumulación de energía en el punto de conexión a la red de distribución.

**Palabras clave:** sistema de acumulación, baterías, BESS, peak-shaving, compensación reactiva, PRIER.

### **INTRODUCCIÓN**

El eje principal de este proyecto se basa en el estudio de la red de distribución en media y baja tensión de la Cooperativa Eléctrica de Armstrong, en la cual se lleva a cabo el Proyecto de Redes Inteligentes con Energías Renovables (PRIER). El PRIER es un proyecto piloto de generación energía eléctrica con paneles fotovoltaicos y aerogeneradores. Su finalidad es la implementación, puesta en marcha y evaluación de una experiencia de generación distribuida de energías renovables que suma al desarrollo de la red inteligente en la ciudad de Armstrong.

Una de las particularidades de este proyecto es que hasta ahora no se ha evaluado la posibilidad de incorporar a los módulos de generación distribuida la posibilidad de acumular energía, y en consecuencia se desconoce el eventual comportamiento de la red y sus potenciales beneficios a la hora de administrar el almacenamiento o inyección de energía desde los acumuladores. Este trabajo tiene la finalidad de incorporar módulos de acumulación de energía a la red además de la generación distribuida renovable ya existente, y mediante el estudio de la curva de demanda diaria de la Cooperativa se buscará optimizar el consumo de energía de la red mediante la acumulación. Debe destacarse que más allá de que los BESS ofrecen numerosas soluciones, no se encontraron antecedentes de trabajos previos orientados exclusivamente al peak-shaving en la demanda de grandes usuarios, ya que los sistemas de acumulación en la actualidad están orientados mayormente a la gestión de la energía generada y/o consumida, en lugar de la potencia.

### **METODOLOGÍA**

La metodología de trabajo aplicada consistió en realizar el modelado de la red eléctrica de la Cooperativa de Armstrong en el software de simulación Digsilent Power Factory. Se plantearon distintas combinaciones a la hora de operar el sistema de acumulación modelado con la finalidad de reducir y estabilizar picos de demanda a la red de distribución, esto combinado con una configuración de compensación reactiva que es posible debido a las características técnicas del sistema de acumulación considerado. Una vez realizadas las simulaciones, se compararon las curvas de demandas obtenidas, variaciones en demanda de energía reactiva, mejoras de factor de potencia y perfiles de tensión en la barra principal de la ET de la Cooperativa, de manera de sintetizar gráficamente la información obtenida y apreciar de manera sencilla los resultados.

### **MODELADO DE LA RED ELÉCTRICA**

El modelado de la Red Eléctrica del Sistema Armstrong se realizó a nivel de 33 kV, 13,2 kV y 0,4 kV. A nivel de 13,2 kV, se modelaron los alimentadores Urbano Norte, Industrial Sur, y el equivalente del Rural Sur, alimentadores cuya demanda se encuentra abastecida desde la Barra I, a nivel de 13,2 kV desde el transformador T1 (33/13,2 kV – 8 MVA); y los alimentadores Industrial Norte, Industrial, y el equivalente del Rural Norte cuya demanda es abastecida desde el transformador T2 (33/13,2 kV – 6,3 MVA), asociado a la Barra II a nivel de 13,2 kV. La alimentación principal de la Cooperativa es una terna a nivel de 33 kV que se deriva de la Línea Cañada de Gómez – Las Parejas.

La Cooperativa cuenta con una distribución en MT constituida por 6 circuitos/alimentadores, cuatro de los cuales son urbanos (uno residencial, dos residenciales/industriales, uno industrial) y dos rurales. Todos los alimentadores tienen una configuración radial con la posibilidad de anillarse en puntos estratégicos de la red. Los mismos coinciden con las 6 salidas

de celdas de MT (Cooperativa de Provisión de Servicios Públicos y Crédito Ltda. de Armstrong, 2014). En la Figura 1 se puede observar el modelado de la Estación Transformadora principal de la Cooperativa.

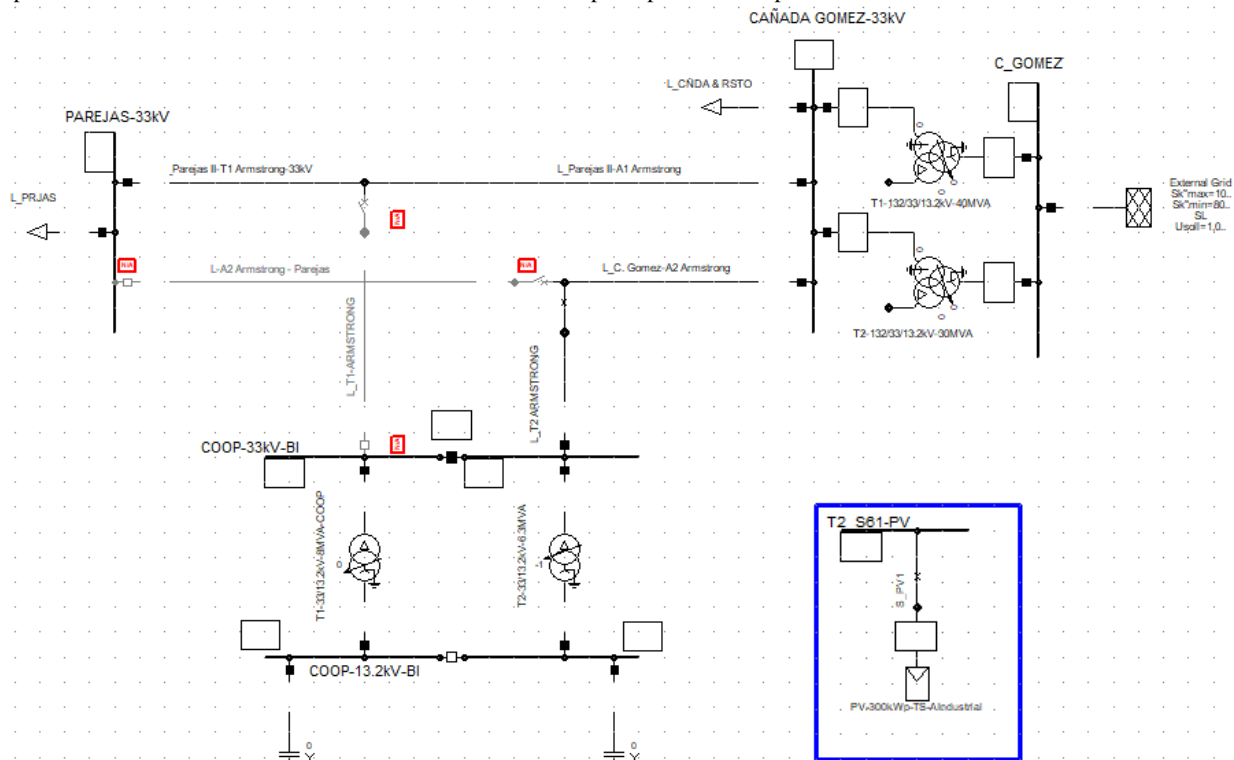


Figura 1: Modelado de la estación transformadora correspondiente a la Red Eléctrica del Sistema Armstrong, Niveles de Tensión 33 kV/13.2 kV más planta FV 200kWp conectada al Alimentador Industrial, en el Software DlgSILENT Power Factory.

## DATOS BÁSICOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN URBANA

Características básicas:

- Tipo de suministro: alterna trifásica – trifilar.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Tensión de Distribución: 13.2 kV
- Aislamiento de los conductores: Conductor desnudo
- Sistema de Puesta a tierra: neutro rígido a tierra.

La red de distribución urbana está constituida por cuatro circuitos/alimentadores:

- Urbano Norte (Residencial)
- Urbano Sur (Industrial/Residencial)
- Industrial Sur (Industrial/Residencial)
- Alimentador Área Industrial (punto de conexión de planta FV 200kWp).

## DEMANDA DE LA COOPERATIVA DE ARMSTRONG A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Para realizar el estudio del desempeño de un sistema de acumulación centralizado conectado a la red de distribución, se debió analizar previamente la demanda de la Cooperativa. Para esto, se obtuvieron los datos de demanda máxima anual y se modelaron las cargas en el software de simulación.

Dentro del marco del PRIER, la Cooperativa de Armstrong instaló una planta de generación fotovoltaica de 200kWp, cuyo aporte a la red es considerado en este proyecto.

Como resultado de las simulaciones se obtuvieron las curvas de demanda diarias de todo el año, y para realizar el análisis de desempeño de los BESS modelados se optó por analizar la curva del día de mayor demanda, a fin de poder definir el comportamiento del sistema de acumulación en la situación de mayor exigencia.

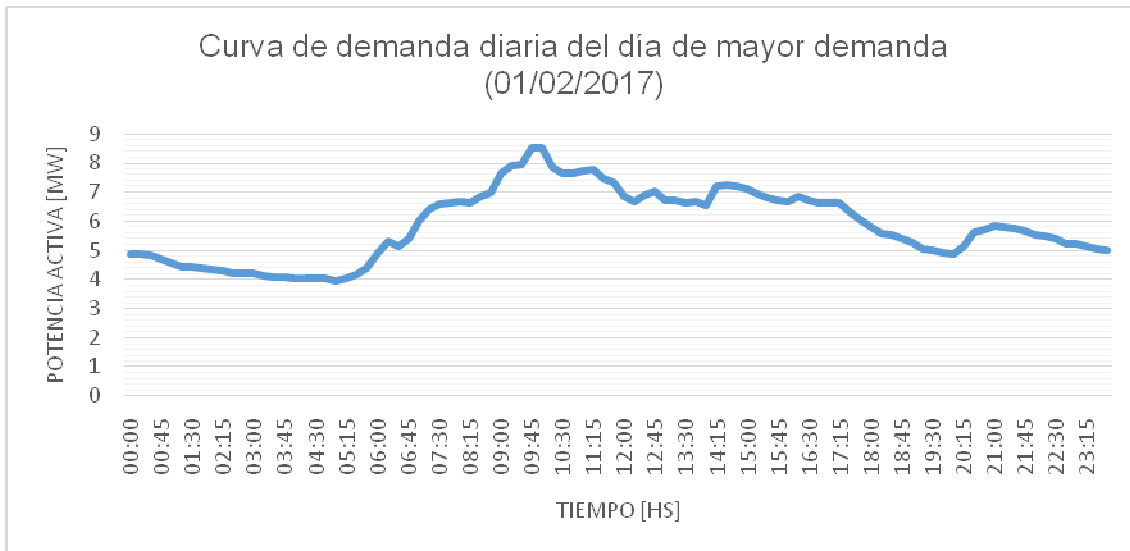


Figura 2: Curva de demanda diaria de la Cooperativa Eléctrica de Armstrong en el día de mayor demanda anual.

En la Figura 2 se puede observar que el mayor pico de demanda se encuentra en la franja horaria del Resto (8,5206 MW de pico). En cuanto a la franja horaria de pico, la demanda máxima es de 5,8206 MW. A continuación se muestra un resumen de los datos obtenidos de la simulación por software para este día en particular.

	<b>Demanda diaria a la red</b>	<b>Carga total diaria</b>	<b>Pérdidas diarias</b>	<b>Generación diaria FV</b>	<b>Demanda máxima resto</b>	<b>Demanda máxima pico</b>	<b>Tangente fi</b>
	MWh	MWh	MWh	MWh	MW	MW	-
Datos diarios de día de mayor demanda	140,587	139,118	3,035	1,566	8,5206	5,8206	0,302

Tabla 1: Resumen de datos de demanda en día elegido para el análisis (de mayor demanda del año).

### SOBRE LOS SISTEMAS DE ACUMULACIÓN

Un sistema de acumulación de energía (BESS, Battery Energy Storage System) ubicado estratégicamente dentro de una red eléctrica puede incrementar la estabilidad y confiabilidad de la misma, integrando fuentes de energía alternativa, equilibrando suministro y demanda, y asegurando que el servicio eléctrico puede seguir disponible cuando las fuentes de energía primaria se vean interrumpidas. Entre las ventajas que ofrece un BESS colocado en una red eléctrica, se pueden enumerar:

<b>Aplicación</b>	<b>Beneficios de los BESS</b>
Regulación de frecuencia	Absorbe e inyecta energía en orden de mantener la frecuencia de la red en límites prefijados.
Estabilidad de suministro	Suaviza la característica de potencia de salida, a fin de eliminar oscilaciones de tensión y flujos de potencia en la red eléctrica.
Control de curva de generación	Permite controlar curvas de generación de sistemas eólicos y fotovoltaicos para una conexión segura a la red.
Equilibrio de demanda	Permite acumular energía durante períodos de baja demanda, e inyectarla durante períodos de demanda mayor, en orden de reducir la energía demandada en franjas horarias de mayor valor tarifario.
Peak Shaving	Reduce la potencia pico durante períodos de alta demanda, ocasionando importantes ahorros económicos.
Soporte de perfiles de tensión y factor de potencia	Provee energía reactiva para compensar factor de potencia y regular perfiles de tensión, mejorando la calidad de servicio.

Tabla 2: beneficios de los BESS.

Los componentes principales de un BESS modular como el considerado para este estudio, se sintetizan en la Figura 3:

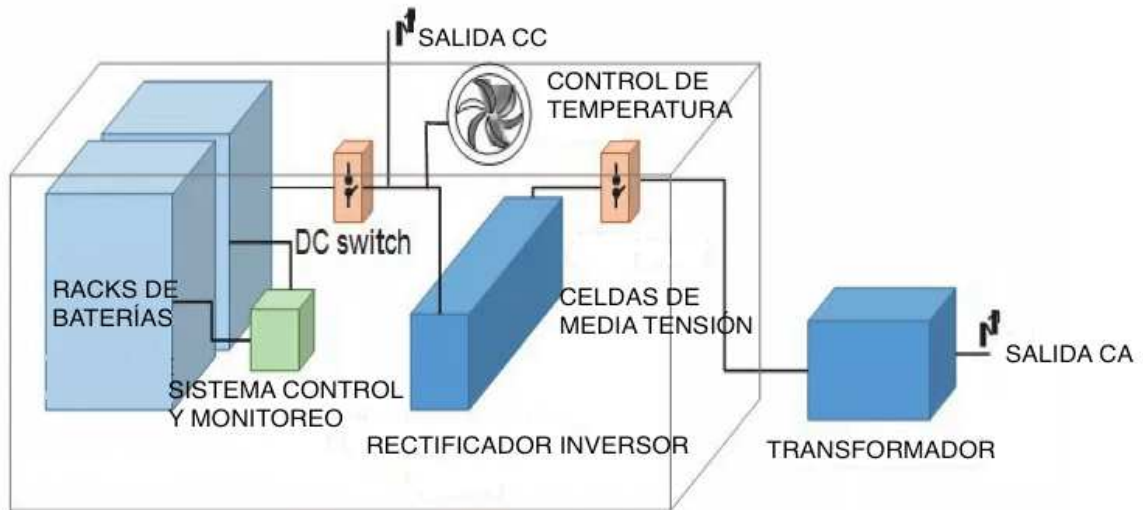


Figura 3: Esquema básico de un sistema de acumulación modular.

Los principales componentes de los BESS son las celdas de baterías (se consideró la tecnología Litio Hierro-Fosfato para este trabajo), encargadas de acumular la energía activa que se inyectará a la red en el momento deseado, y el inversor encargado de gestionar esta energía de manera eficiente.

Este último elemento tiene dos funciones fundamentales:

- Transformar la energía de corriente continua a corriente alterna y viceversa, tanto para los ciclos de inyección de energía como para acumulación respectivamente.
- Controlar el flujo de energía reactiva del BESS a la red.

Esta última función se realiza modulando el valor de tensión del BESS en el punto de conexión, y la capacidad de entregar o absorber energía reactiva depende únicamente de la potencia del inversor, como lo define la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{U_i U_s}{X_s} \sin \delta \quad (1)$$

Al estar la tensión de conexión fijada por el sistema, un aumento de tensión del inversor producirá la variación del ángulo  $\delta$  entre los fasores de tensión  $U_i$  del inversor y  $U_s$  de la red, regulando de esta manera la inyección o absorción de energía reactiva al sistema. Este funcionamiento es asignado a la tecnología de inversores estáticos basados en transistores de efecto de campo SJ-MOSFET (o CoolMOS) y diodos de carburo de silicio (SiC), también utilizados en generación fotovoltaica.

En cambio la capacidad de las baterías es la que definirá la disponibilidad del sistema de acumulación acumular e inyectar energía activa. La tecnología de litio elegida para este trabajo se desprende de la confección de un análisis técnico-económico, donde se evalúa precio inicial, vida útil en ciclos, profundidad de descarga recomendada y valor de reposición de celdas. Para el caso evaluado, la tecnología Litio Hierro-Fosfato ofreció la mejor solución.

	lithium nickel manganese cobalt oxide	lithium manganese oxide	lithium nickel cobalt aluminium	lithium iron phosphate	lithium titanate
Key active material	lithium nickel manganese cobalt oxide	lithium manganese oxide	lithium nickel cobalt aluminium	lithium iron phosphate	lithium titanate
Technology short name	NMC	LMO	NCA	LFP	LTO
Cathode	LiNi <sub>x</sub> Mn <sub>y</sub> Co <sub>1-x-y</sub> O <sub>2</sub>	LiMn <sub>2</sub> O <sub>4</sub> (spinel)	LiNiCoAlO <sub>2</sub>	LiFePO <sub>4</sub>	variable
Anode	C (graphite)	C (graphite)	C (graphite)	C (graphite)	Li <sub>4</sub> Ti <sub>5</sub> O <sub>12</sub>
Safety					
Power density					
Energy density					
Cell costs advantage					
Lifetime					
BES system performance					

Figura 4: Propiedades de distintas tecnologías en baterías de litio (IRENA, 2017).

### CRITERIO DE MODELADO DE SISTEMAS DE ACUMULACIÓN

A fin de evaluar el comportamiento de los sistemas de acumulación en la red de la Cooperativa de Armstrong, se definieron dos sistemas según su capacidad de acumulación y potencia máxima de inversores, teniendo en cuenta que el objetivo de su aplicación es la optimización de la demanda mediante Peak-Shaving y compensación reactiva. Estos sistemas son:

BESS	Capacidad máxima	Potencia máxima inversor	Profundidad máxima descarga	Capacidad disponible
Sistema 1	1,2 MWh	1,2 MW	80%	1 MWh
Sistema 2	2,4 MWh	2 MW	80%	2 MWh

Tabla 2: Resumen de características básicas de los sistemas de acumulación modelados.

El criterio de adopción de estos valores se sustenta en evaluar si existe una correlación directa entre la capacidad de acumulación de los sistemas de baterías y los beneficios técnicos que estos otorgan. Ambos sistemas se definieron con un factor de potencia de 0,8 para considerar la inyección de energía reactiva a la red con el propósito de compensar factor de potencia. El rendimiento global del sistema de acumulación fue considerado del 98%.

Teniendo en cuenta este criterio, se procedieron a realizar las simulaciones con ambos sistemas, y se obtuvieron los resultados que se mostrarán en los siguientes epígrafes.

### PERFIL DIARIO DE FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE ACUMULACIÓN

El software de simulación utilizado considera a los sistemas de acumulación como generadores estáticos, por lo que para realizar las simulaciones con el BESS incorporado se debió realizar previamente la gestión de la energía fijando un valor de demanda máxima estable sobre la curva de demanda estudiada, y configurando un perfil temporal del sistema de acumulación que se cargará en el software para que el BESS inyecte energía activa de manera predefinida. Se configuraron los BESS para acumular e inyectar energía activa con el propósito de recortar las curvas de demanda tomadas como base (método denominado Peak – Shaving), realizando cálculos iterativos buscando administrar la energía disponible en horarios de pico de demanda, fijando un valor máximo y manteniéndolo durante el período en el que el sistema de acumulación descarga su energía a la red. Esto arroja como resultado que el BESS debe cumplir con dos ciclos de carga-descarga diarios para reducir los picos de demanda en horario pico, y los picos de demanda en horario fuera de pico. Según la curva de demanda analizada, los sistemas de acumulación fueron configurados con los siguientes perfiles temporales diarios, tanto para 1MWh como para 2MWh.

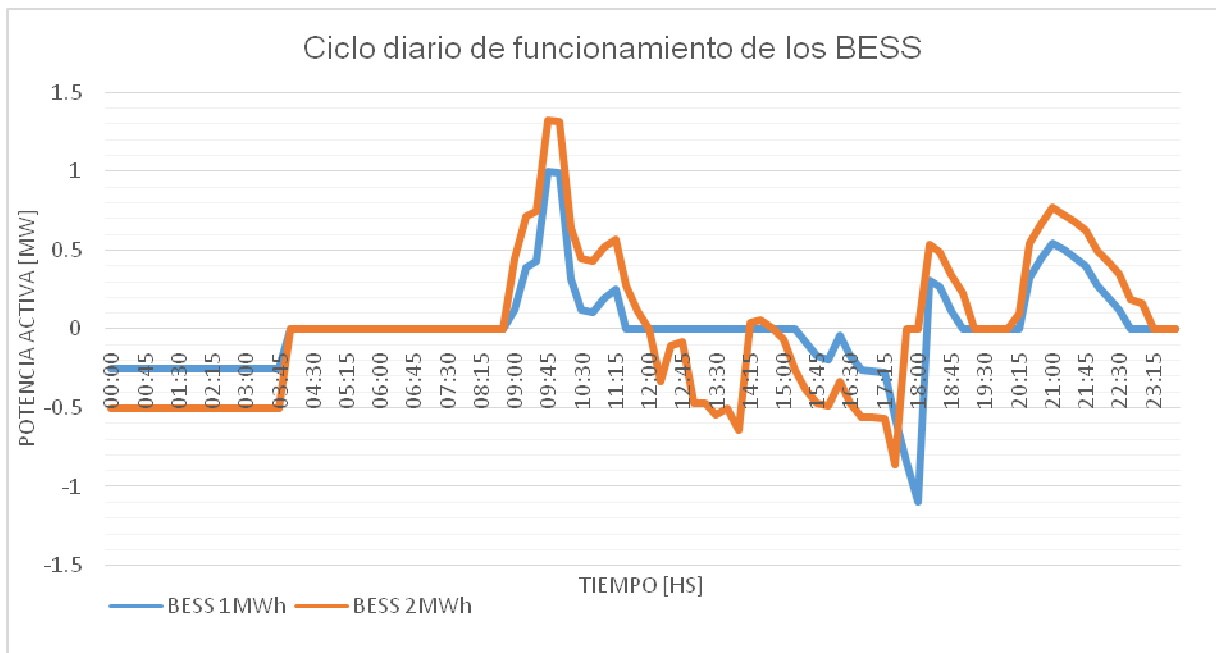


Figura 4: Perfiles diarios del sistema de acumulación de 1MWh y 2MWh modelados.

### RESULTADOS DE SIMULACIONES

Luego de seteados correctamente los perfiles diarios de los sistemas de acumulación, y realizadas las simulaciones correspondientes, se obtuvieron los resultados que se muestran en las siguientes figuras:

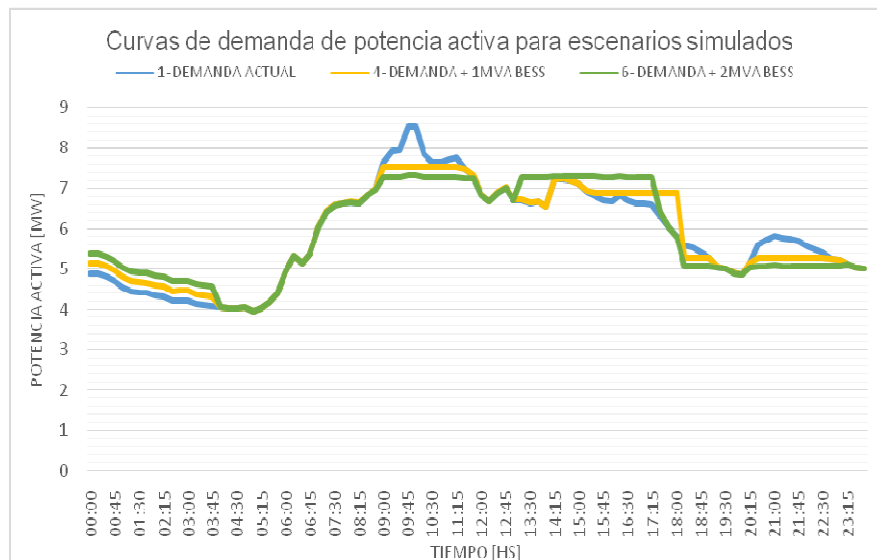


Figura 5: Comparación de curvas de demanda de potencia activa de los distintos escenarios simulados.

En las curvas se puede apreciar inmediatamente el efecto de la inserción de los sistemas de acumulación en la red, que logran reducir y estabilizar en un valor constante la demanda pico en los intervalos horarios donde se inyecta energía a la red. Se debe destacar que la demanda aguas debajo de la barra de 13,2kV de la subestación transformadora, donde se encuentra instalado el equipo de acumulación, no se ve afectada por la instalación de este equipo, siendo el medidor de la subestación el que detecta la reducción de demanda máxima de energía desde la red de media tensión.

Como puede verse, el hecho de duplicar la capacidad del sistema de acumulación no implica duplicar la amplitud del recorte de pico de demanda en la curva actual de la Cooperativa. Esto se explica desde el punto de vista de que dependiendo de la forma de la curva de demanda analizada, se podrá obtener un mayor o menor beneficio cuanto mayor o menor sea la energía necesaria para reducir el pico a un valor determinado. Para el caso particular de la Cooperativa de Armstrong, se tiene un pico máximo de demanda en la franja horaria del resto, alrededor de las 10:00hs. En el escenario de 1MWh de acumulación fue posible reducir este pico de demanda en un valor de 1MW debido a que al tratarse de un pico de corta duración, se logró obtener grandes beneficios desde el punto de vista de potencia máxima con valores relativamente bajos de energía. En cambio, para el escenario con 2MWh de acumulación se requirieron valores mayores de energía para reducir aún más el pico ya que la demanda se estabiliza después de cierto punto, por lo que el hecho de haber duplicado la capacidad del BESS no implicó haber reducido la demanda máxima en la misma proporción al tener que inyectar energía por más tiempo.

En lo que respecta a la demanda de energía reactiva antes y después de incorporar los sistemas de acumulación, se obtuvieron los siguientes resultados:

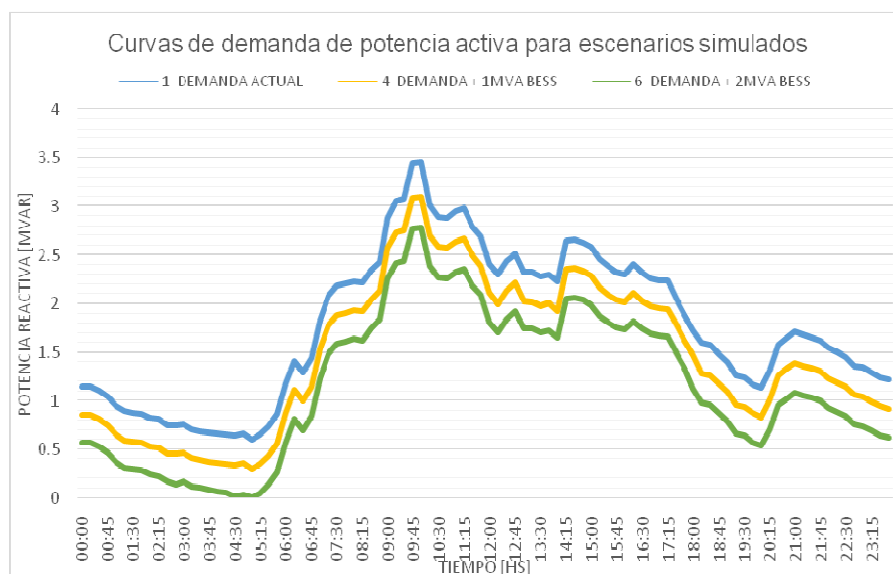


Figura 6: Comparación de curvas de demanda de potencia reactiva de los distintos escenarios simulados.

Aprovechando la capacidad del inversor de inyectar energía reactiva independientemente de los ciclos de acumulación-inyección de energía activa, se realizó la inyección a la red considerando la capacidad de los inversores y un  $\cos \varphi = 0,8$ , aportando de manera constante 300kW para la configuración de BESS de 1MWh, y 600kW para la configuración de 2MWh.

Tanto la inyección de energía activa como reactiva produjeron modificaciones tanto en perfiles de tensión en el punto de conexión de la Cooperativa a la red, como del factor de potencia de la demanda a esta última. Ambas modificaciones pueden verse a continuación:

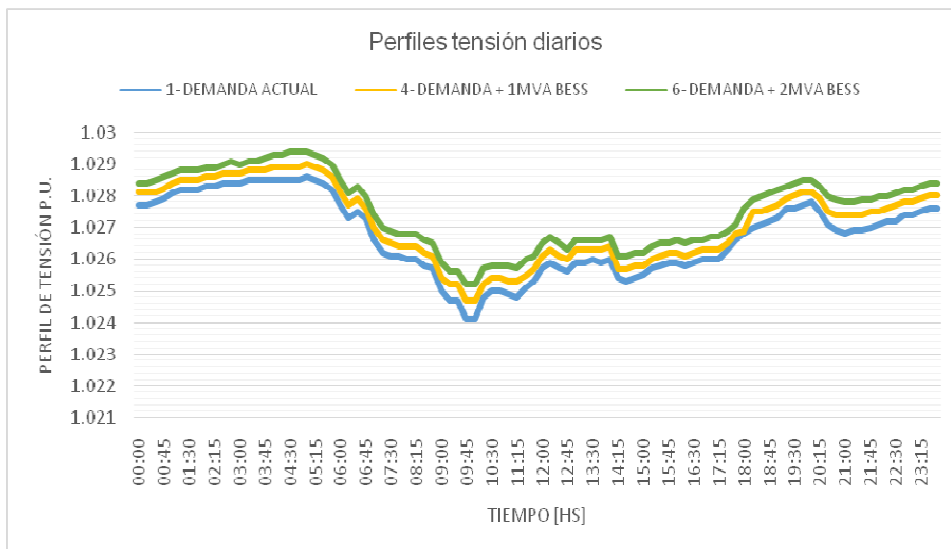


Figura 7: Comparación de perfiles diarios de tensión de los distintos escenarios simulados.

Puede verse que la mejora de los perfiles de tensión se vuelve significativa al realizar una compensación reactiva constante debido a los sistemas de acumulación, mientras que la influencia de la reducción de demanda de potencia activa no es un factor determinante para este aspecto técnico. Esto se desprende del hecho que los perfiles de tensión aumentan de manera prácticamente constante en todo el período de tiempo analizado, pero el formato de las curvas se mantiene prácticamente constante inclusive en los intervalos en que el BESS inyecta energía activa a la red para realizar el Peak-Shaving.

Para las curvas de factor de potencia en el punto de conexión de la Cooperativa a la red de distribución se obtuvieron los siguientes resultados:

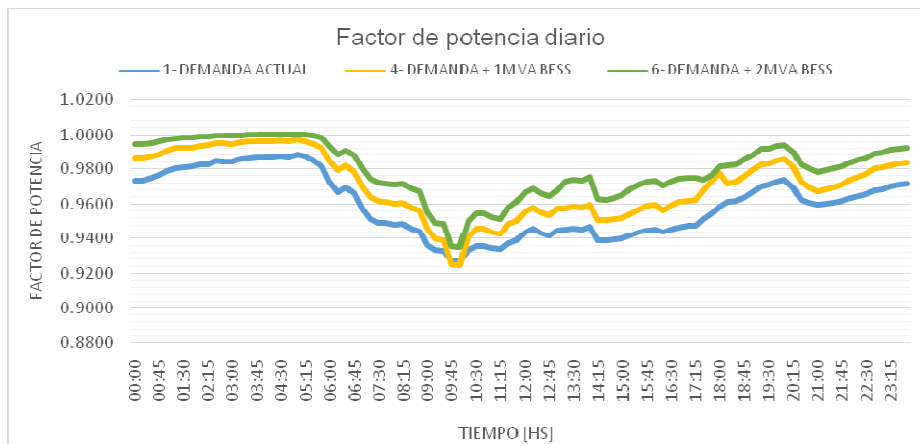


Figura 8: Comparación de variación diaria de factor de potencia de los distintos escenarios simulados.

De la misma manera que en el caso anterior, puede verse una mejora notable en los valores de factor de potencia diarios tanto para los sistemas de acumulación de 1MWh como de 2MWh de capacidad. Se observa que a las 09:45hs se tiene un mínimo pronunciado de factor de potencia para los escenarios con acumulación, debido a que la energía activa demandada a la red se reduce en mayor medida que la energía reactiva, por lo que el valor

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P} \quad (2)$$

para este punto en particular es menor que para la situación actual de la red (sin sistema de acumulación).

## TABLA RESUMEN

Los resultados obtenidos de las simulaciones tanto para los escenarios actuales, con BESS de 1MWh y de 2MWh se sintetizan en la siguiente tabla:

	<b>Demanda a la red</b>	<b>Carga total</b>	<b>Pérdidas</b>	<b>Generación</b>	<b>Demanda máxima fuera pico</b>	<b>Demanda máxima pico</b>	<b>tan φ</b>
	MWh	MWh	MWh	MWh	MW	MW	-
Demanda actual	140,587	139,118	3,035	1,566	8,5206	5,8206	0,302
Demanda + 1MWh BESS	141,059	139,559	3,035	1,566	7,52	5,272	0,251
Demanda + 2MWh BESS	141,374	139,847	3,034	1,566	7,3368	5,0803	0,199

Tabla 3: resumen de resultados obtenidos de las distintas simulaciones.

## ANÁLISIS ECONÓMICO

La factibilidad económica de este proyecto consiste en encontrar un equilibrio entre la inversión inicial del sistema de acumulación (en dólares estadounidenses) y las utilidades obtenidas del mismo, que esencialmente se traducen en un ahorro producido por los beneficios contemplados en el cuadro tarifario de la Empresa Provincial de la Energía (en pesos), expuesto en la siguiente tabla:

TARIFA 4 - GRANDES DEMANDAS - OTROS PRESTADORES PROVINCIALES								
Tarifa 4 - GRANDES DEMANDAS - OTROS PRESTADORES PROVINCIALES		Cargo comercial (\$-mes)	Cargo cap. Pico (\$/kW -mes)	Cargo cap. F. de Pico (\$/kW -mes)	Cargo por pot. adq. (\$/kW -mes)	Cargo energía hs. Pico (\$/kWh)	Cargo energía hs. Resto (\$/kWh)	Cargo energía hs. Valle (\$/kWh)
4M10	MEDIA TENSION 13,2 kV - RESIDENCIAL O SOCIAL MAYOR A 300 kWh-mes SIN AHORRO O CON AHORRO MENOR A 20% RESPECTO MISMO PERIODO 2015	3896,43	95,778	79,755	11,970	1,72322	1,64548	1,56774

Tabla 4: esquema tarifario aplicado a la Cooperativa Eléctrica de Armstrong (Fuente: EPESF).

Además de este cuadro, el documento que especifica el régimen tarifario de la EPESF expone en un epígrafe los recargos y beneficios correspondientes al factor de potencia de la energía suministrada al usuario. Cuando el cociente entre la energía reactiva y la energía activa consumidas en un período mensual sea igual o supere al valor 0,328, la EPESF está facultada a facturar la energía activa con un recargo igual al uno por ciento (1,0 %) por cada centésimo (0,01) o fracción mayor de cinco milésimos (0,005) de variación de la Tan φ con respecto al precitado valor básico. Al contrario, si el usuario tuviere un factor de potencia superior al exigido, la EPESF facturará la energía activa con una bonificación a los clientes encuadrados en esta tarifa, de acuerdo con la tabla que se agrega a continuación:

Límite Inferior	Tangente φ	Límite Superior	Bonificación
0,292	≤ Tg φ <	0,328	0,75 %
0,251	≤ Tg φ <	0,292	1,50 %
0,203	≤ Tg φ <	0,251	2,25 %
0,142	≤ Tg φ <	0,203	3,00 %
0,000	≤ Tg φ <	0,142	3,75 %

Tabla 5: Cuadro de beneficios por factor de potencia EPESF.

Teniendo en cuenta estos datos, se elaboró un modelo de factura como el que se adjunta en la siguiente imagen, al que se exportaron los datos obtenidos de las curvas de demanda diarias de cada una de las simulaciones realizadas por software:

RESUMEN DE FACTURACIÓN	
<b>Cargo comercial [\$]</b>	3896,43
<b>Cargo por capacidad de suministro</b>	
Hora pico [\$/kW]	95,778
Hora fuera de pico [\$/kW]	79,755

CONSUMO	IMPORTE PARCIAL [\$]	IMPORTE [\$]
5272	504941,62	1104699,22
7520	599757,60	



Cargo por potencia adquirida				
Hora Pico [\$/kW]	11,97	5272	63105,84	63105,84
Energía eléctrica activa consumida				
Horario Pico [\$/KW]	1,72322	779490,75	1343234,05	6930944,645
Horario Resto [\$/KW]	1,64548	2610873,75	4296140,538	
Horario Valle [\$/KW]	1,56774	823842	1291570,057	
Energía reactiva consumida				
Recargo/bonificación factor de potencia (sobre importe total de energía activa)		Tangente fi	0,251	
		-155946,2545		
IMPORTE BÁSICO		7942803,45		
		Detalle de facturación	Importe parcial	Subtotal
		IVA 21%	2144556,93	2382841,034
		RG AFIP Nº3337 3%	238284,10	

Tabla 6: modelo de factura aplicado al cálculo de factibilidad económica.

Considerando los ahorros tarifarios obtenidos, se definió un precio de la tecnología de litio (en este caso se optó por la tecnología LFP, como se mencionó anteriormente).

Tecnología	Precio U\$/kWh 2016	Precio U\$/kWh 2030	Precio actual considerado
NCA	240 - 900	77 - 350	450
NCM/LMO	240 - 900	77 - 340	450
LFP	240 - 900	77 - 330	750
LTO	490 - 1400	220 - 550	2000

Tabla 7: costos por kWh de distintas tecnologías de sistemas de acumulación (Fuente: IRENA, 2017).

Una vez sintetizada toda esta información se realizó el flujo de fondos del proyecto, analizando el consumo de la cooperativa y proyectando el mismo a 25 años, que es el período de vida útil considerado para el inversor y los elementos de maniobra y control del BESS (las baterías tienen una vida útil de 9 años, o 5000 ciclos de carga/descarga según las profundidades de descarga consideradas en este trabajo, y las mismas deben ser repuestas una vez agotadas).

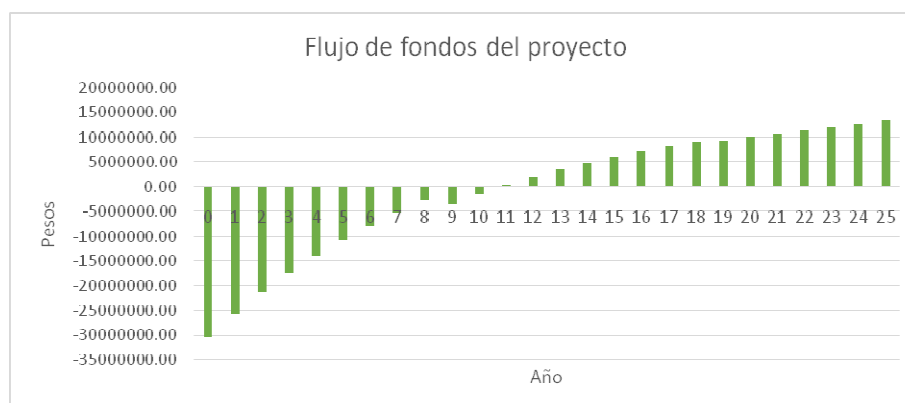


Figura 9: flujo de fondos del proyecto.

En esta última imagen, se puede apreciar que el costo de inversión se recupera antes de la mitad de la vida útil del proyecto, por lo que el mismo es rentable. Esta situación se modificará teniendo en cuenta el precio del dólar al momento de la inversión, como así también la evolución de los cuadros tarifarios en todo el período evaluado. A los fines de este trabajo, se consideró un tipo de cambio de \$40/USD al momento de la compra del sistema de acumulación.

## CONCLUSIONES

- a- Los sistemas de acumulación ofrecen una gran flexibilidad operativa, permitiendo obtener beneficios técnicos en mayor o menor medida dependiendo de su capacidad y del estado de la red en donde se conectarán.
- b- La viabilidad de un sistema de acumulación para un usuario determinado dependerá de la característica de la curva de demanda del mismo, ya que a medida que la curva de demanda se aplane, es decir, se tenga una demanda estable por tiempo prolongado, se requerirá más energía para reducir el valor máximo de demanda y obtener beneficios. Es razonable pensar que un usuario con una característica de demanda con picos pronunciados durante corto tiempo puede explotar en mayor medida los beneficios obtenibles de un BESS.
- c- Configurar el BESS para realizar compensación reactiva además del Peak-Shaving, otorga beneficios técnicos extra a la red, mejorando el factor de potencia de la energía adquirida de la red de distribución, y estabilizando los perfiles de tensión en punto de interconexión.
- d- Reduciendo la demanda máxima de la cooperativa analizada con un sistema de acumulación, se puede prolongar la vida útil de la subestación transformadora, postergando inversiones en expansión de la misma ya que al reducir el pico de demanda se logra descargar tanto el transformador de la subestación como sus componentes asociados.
- e- En una red con generación distribuida se debe considerar a la acumulación como un complemento necesario, debido a que la misma permite gestionar la generación absorbiendo intermitencias e inyectando la energía obtenida de recursos renovables cuando es necesaria, y no únicamente cuando el recurso está disponible. Este punto abre un nuevo panorama a la hora de estudiar la factibilidad técnica de la inserción de plantas de generación renovable en distintos puntos de la red, donde la estabilidad es un factor determinante.
- f- El desarrollo de estas alternativas permitiría ahorros importantes en lo que respecta a los costos asociados a la contratación de potencia pico en las diferentes bandas horarias, problemática a desarrollar en trabajos subsiguientes.

## REFERENCIAS

- Ehsan Reihani. Energy management at the distribution grid using a Battery Energy Storage System (BESS). Elsevier Ltd, 2015.
- Xiaokang Xu. Application and Modeling of Battery Energy Storage in Power Systems. CSEE journal of power and energy systems, vol. 2, no. 3, 2016
- K.C. Divya, Jacob Østergaard. Battery energy storage technology for power systems. Electric Power Systems Research 79, 2009
- IRENA. Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030. Octubre 2017.
- Powerful Storage System for Grid Services. Stornetic, 2016.
- Lectura de demanda de subestación transformadora Cooperativa de Provisión de Servicios Públicos y Crédito Ltda. de Armstrong, 2017.

## ABSTRACT

The centralized Battery Energy Storage Systems (BESS) are in a phase of continuous technological development, overcoming technical barriers that made them unviable ten years ago. The implementation of these systems in developed countries has become a fundamental pillar in terms of energy management and network stability in the face of demand oscillations, especially when acting as a complement to renewable generation in networks with high penetration of this energy. This work consisted of exploring the technical benefits of implementing an accumulation system to reduce demand peaks of a large user of the distribution network in the province of Santa Fe, and in turn make reactive compensation to improve the characteristics of their network. The study was conducted using the Digsilent network simulation software, in order to observe the behavior of the user's network before and after implementing a power accumulation system at the point of connection to the distribution network.

**Keywords:** storage systems, batteries, BESS, peak-shaving, reactive power compensation, PRIER.