

ALTERNATIVA TECNOLÓGICA AL PROBLEMA DEL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO EN NODOS DE ALTA DEMANDA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DEL ÁREA METROPOLITANA

Daniel Malec*¹, Fernando Pane¹, Juan Teilletche¹, Patricio Mazzaro²

¹Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Avellaneda. Ramón Franco 5050, CP1874, Avellaneda, Buenos Aires, Argentina

²Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Buenos Aires. Medrano 951, C1179AAQ, C.A.B.A., Argentina

**Autor a quien la correspondencia debe ser dirigida*

Correo electrónico: dmalec@fra.utn.edu.ar

RESUMEN

Este artículo está basado en un Proyecto de Investigación que surgió como una iniciativa de docentes y alumnos de la materia “Gestión de la Tecnología”. En el desarrollo de algunas clases se estudió acerca de las insuficiencias en la distribución de energía en el AMBA (Área Metropolitana de Buenos Aires) sobre todo en los períodos que se registran las temperaturas más bajas y más altas. Entonces se decidió hacer un proyecto en el que se propuso como una solución viable para su resolución la alternativa de la ACUMULACIÓN DE ENERGÍA, pues se considera que esta tecnología es un eslabón de las redes inteligentes que asegura una gran confiabilidad y continuidad en el servicio del suministro eléctrico. Se considera que la GENERACIÓN DISTRIBUIDA resulta obsoleta frente a la problemática planteada, ya que utiliza gran cantidad de recursos combustibles fósiles que impactan fuertemente en el Medio Ambiente. Mientras que la ACUMULACIÓN DE ENERGÍA, además de la confiabilidad, es

amigable con las fuentes alternativas de energía (renovables) y con el Medio Ambiente.

Palabras clave: Energía. Distribución. Almacenamiento. Baterías.

ABSTRACT

This article is based on a Research Project that emerged as an initiative of teachers and students of the subject “Technological Management”. In the development of some classes it was studied about the insufficiencies in the energy’s distribution in the Metropolitan Area of Buenos Aires, especially in the periods that record the lowest and highest temperatures.

Then the alternative of ENERGY ACCUMULATION was proposed as a viable solution for its resolution. It is considered that this technology is a link in smart grids that ensures great reliability and continuity in the electricity supply service. The DISTRIBUTED GENERATION is considered obsolete in front

of the problematic raised. It uses a large amount of fossil fuel resources that have a strong impact on the environment. While ENERGY ACCUMULATION, in addition to being more

reliable, is friendly with alternative sources of energy (renewable) and with the Environment.

Key-Words: Energy, Distribution, Accumulation, Batteries.

INTRODUCCIÓN

PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA. RESEÑA HISTÓRICA

Cuando se diseñó el sistema de distribución para la zona, se acudió a un esquema de distribución cónica. Este consiste en disminuir la sección de los conductores a medida que nos alejamos del centro de transformación (subestación) ya que el flujo de potencia es unidireccional y la potencia (o corriente) disponible disminuye al alejarse de la subestación. Es un esquema británico en el que cada subestación posee dos transformadores iguales, uno en servicio y otro en reserva; se supone que estas máquinas nunca trabajarán en paralelo.

A pesar de ser un sistema con una gran confiabilidad, se dejó de lado debido a que se considera que tener una reserva del 100% es un desperdicio, es decir, las subestaciones están sobredimensionadas y la inversión no se aprovecha totalmente. Se comenzaron a utilizar las máquinas en paralelo para un aprovechamiento óptimo, pero la consecuencia de esto fue que no existía reserva y ante una situación de contingencia, gran parte de la carga debía ser desconectada. La solución que se aplicó fue conectar las subestaciones formando lazos y anillos de modo que, ante una falla o mantenimiento de un equipo en una subestación, las otras aportarían su reserva de potencia para que la demanda no salga fuera de servicio. Para que se pueda implementar este esquema de distribución, llamado cilíndrico, es imprescindible que los conductores tengan una sección única a lo largo de todo el trayecto de modo tal que admitan la totalidad de la carga ya que ésta puede dirigirse en cualquiera de los dos sentidos del cable.

Pero esta solución no fue completamente satisfactoria ya que no se reemplazaron los cables y se utilizaron los que pertenecían al sistema anterior. El hecho de no adaptar los conductores al nuevo sistema, trajo aparejado una gran cantidad de inconvenientes que provocaron una disminución de la calidad de servicio. Limitación de la potencia que se puede transmitir, cables exigidos al máximo, fallas muy frecuentes, derrames de aceite con impacto ambiental negativo y numerosas quejas de usuarios son algunos ejemplos de estos inconvenientes. Otro problema, muy importante es la elevada caída de tensión durante las horas de pico en el que la demanda alcanza valores máximos.

La resolución que se implementó es la utilización de generación distribuida. El recambio de cables requiere una elevadísima inversión, en especial en zonas densamente pobladas, ya que hay que contratar máquinas, cortar calles (total o parcialmente), zanjear, comprar el nuevo cable, realizar empalmes, y todo esto evitando afectar a las redes de otros servicios como puede ser gas, agua, sanitarios, etc.

ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Consiste en la combinación óptima de electrónica de potencia en conjunto con baterías para asegurar un suministro de energía estable y fiable. Un sistema de almacenamiento de energía y de gestión del flujo de la energía sostenible, modular y estacionario, el cual combina una función de reacción rápida para la regulación de energía con baterías de iones de litio (ión-litio). El concepto modular hace posible el ajuste a requisitos específicos para cubrir cualquier demanda de energía almacenada o de capacidad, facilitando múltiples posibilidades de aplicación para compañías eléctricas y operadores de redes. Este equipo puede suministrar la energía disponible casi sin retardo. Incluso mejora la calidad de tensión y suministro aportando potencia activa y reactiva a petición, equilibrando de esta manera pequeñas fluctuaciones de tensión en la potencia de generación en milisegundos. La carga de las baterías se realiza en las horas de valle, donde la demanda es mínima mientras que la descarga se realiza en horas pico donde la demanda es máxima. Este ciclo de trabajo trae la ventaja de que la curva de demanda diaria se “aplana”, es decir, hay una menor diferencia entre el mínimo y el máximo. Una de las principales ventajas de aplanar la curva de demanda es que no es necesario despachar máquinas sólo para la hora pico (usualmente grupos diesel o turbinas de gas con elevados costos de operación). Otra ventaja es que al tratarse de equipos estáticos, necesitan menor mantenimiento que las máquinas rotantes. La operación es automática. Como desventaja podemos decir que son equipos caros y que por el momento no existe un desarrollo nacional y es necesario importarlos pues solo se fabrican en pocos países.

Almacenamiento por Baterías

El almacenamiento por baterías o BESS es uno de los sistemas que posee mayor flexibilidad en cuanto a la respuesta de carga y descarga, además de tener altos niveles de eficiencia. Estos corresponden a un conjunto de celdas conectadas en serie, paralelo, o ambas configuraciones a la vez. Las cuales tienen la capacidad de almacenar la energía en forma electroquímica. Junto con las celdas, el sistema BESS está conformado por un sistema de conversión de potencia (PCS) y un sistema de monitoreo de batería (BMS). Los cuales se encargan de controlar los niveles de voltajes, temperatura, tasa de carga, etc. El BESS no puede ser conectado directamente a la red de alta tensión; por lo general es conectado mediante un autotransformador que regula la tensión a la que se conecta el PCS. Este último a su vez es protegido mediante un interruptor de media tensión en caso de fallas. El PCS debe producir electricidad que se pueda sincronizar con la frecuencia de la red y tener una salida estable, que de hecho se disfraza a la red como un generador síncrono estable. También debe ser capaz de realizar una transición suave cuando se utiliza como sistema de reserva de energía. Además el PCS incluye un inversor bidireccional, el cual le permite operar al BESS en los cuatro cuadrantes de energía, entre sistemas de corriente continua y alterna. Durante la descarga el convertidor funciona en modo inversor y durante la carga como rectificador. También contiene un conjunto de protecciones sofisticadas las cuales se encargan de proteger el equipo.

SISTEMAS DE POTENCIA

Subestaciones en redes MT malladas

Las redes eléctricas en nuestro país están formadas por generadores eléctricos, transformadores, líneas de transmisión y líneas de distribución. Estas últimas tienen un tendido aproximado de 367.938 kilómetros entre líneas de baja, media y alta tensión, aéreas y subterráneas, según datos del Instituto de Energía y Desarrollo Sustentable (<http://www.miclubtecnologico.com.ar/blog/el-estado-actual-de-las-redes-de-media-y-alta-tension-en-nuestro-pais/>). Además, se cuentan varios tipos de subestaciones. Si las clasificamos por su función, encontramos a las subestaciones de maniobra, que permiten la conexión de varios circuitos con la misma tensión; las subestaciones de transformación pura, que cambian los niveles de tensión; las subestaciones de transformación/maniobra, que es la combinación de las anteriores. Cabe destacar que este tipo de subestaciones es el más utilizado. También se encuentran aquellas que cambian la cantidad de fases del sistema (p.e. de trifásico a monofásico); las que cambian el tipo de señal (p.e. de CA a CC), muy utilizadas en líneas aéreas ferroviarias (donde la tracción eléctrica es la principal característica); y por último, las subestaciones de centrales, ubicadas cerca de la generación y dispuestas para elevar las tensiones a valores propios de transmisión.

En resumen:

- Maniobra.
- Transformación pura.
- Transformación/maniobra.
- Cambio del número de fases.
- Rectificación.
- De central.

El estudio se basa en una subestación genérica de transformación/maniobra, que son las más utilizadas en la distribución de energía. La transformación mencionada es de AT a MT. La salida de esta instalación, junto con otras subestaciones similares, dará forma a una red de distribución de Media Tensión. Es de suma importancia que, ante una falla o un incidente, la red sea flexible para aislar de modo selectivo el tramo comprometido; es por eso que los elementos de maniobra de la subestación (sean interruptores o seccionadores) deben estar preparados para reconfigurar la estructura de la red. Algo similar ocurrirá ante una falta de potencia en una subestación debida a la indisponibilidad de una máquina o por una demanda mayor a la potencia instalada. Estos cambios en la red traerán aparejados variaciones en los flujos de potencia en cables y barras de subestaciones, esto significa que el flujo de potencia puede ser bidireccional, en algunos casos aportando potencia al sistema y en otros, absorbiendo. Si la red MT es demasiado mallada, es más propensa a un colapso de tensión o "blackout". Una secuencia típica de sucesos que pueden desembocar en un colapso de tensión es la siguiente:

- El sistema se encuentra con varias unidades generadoras cercanas a los puntos de consumo fuera de funcionamiento. Como consecuencia, algunas líneas de transporte están muy cargadas y quedan pocas reservas de potencia reactiva.
- El desencadenante del colapso de tensión es la pérdida de una línea cargada, lo que provoca una carga adicional en las líneas adyacentes y un mayor consumo de reactiva.

- Inmediatamente desciende la tensión en los centros de consumo, y en consecuencia desciende también la carga. Esto tiene un efecto beneficioso sobre la estabilidad de tensión. Por otro lado, el control automático de tensión en los generadores incrementa la excitación y la aportación de reactiva, para recuperar la tensión en sus terminales. Esto genera un flujo adicional de reactiva por los transformadores y líneas de los generadores, con la correspondiente caída de tensión. En este punto es probable que los generadores se encuentren cerca de su límite de funcionamiento térmico, tanto por la corriente en el devanado de campo como por la del inducido.
- Las líneas de distribución responden a la bajada de tensión cambiando la toma de los transformadores reguladores, de forma que en 2-4 minutos se recupera la tensión y la carga. Esto provoca más flujo por las líneas, mayor caída de tensión en la red de transporte y más demanda de reactiva a los generadores. En un margen de tiempo más amplio, las cargas resistivas asociadas a termostatos comienzan a recuperarse al detectar un descenso de temperatura.
- Uno a uno, los generadores van alcanzando su límite de aporte de reactiva, establecido por la máxima corriente admisible en el devanado de campo. Cuando este límite se alcanza en un generador, la tensión en sus terminales desciende. Esto provoca un incremento de la corriente en el devanado inducido, y un límite adicional de la potencia reactiva para que no se caliente el devanado inducido. La parte de reactiva que deja de producir se trasfiere a otros generadores, agravando su situación.
- El proceso puede provocar una caída amplia y generalizada de tensión. En esta situación puede perderse el sincronismo entre generadores, y llegar a un apagón más o menos extenso.

Si bien esto corresponde a una secuencia representativa, en la red del AMBA se cumplen los requisitos necesarios para que esta situación sea posible, a saber:

- Generación cercana a los consumos.
- Líneas sobrecargadas o al límite de su capacidad nominal.
- Baja reserva de potencia.

Una opción para reducir la posibilidad de que suceda un colapso de tensiones y además facilitar la operación, es tener una red con una configuración sencilla en estado estacionario y, en caso de una falla, tener la posibilidad de maniobrar para obtener una buena selectividad.

Pérdidas

En este ítem se presentan las pérdidas asociadas al equipo a instalar, es decir que no se desarrollará el cálculo de rendimiento de toda la subestación. Aun así, para abordar este tema es necesario estudiar los equipos y máquinas presentes en la subestación en la que se instalará el banco de baterías. Como se trata de un caso genérico, se presenta a continuación un esquema unifilar típico de una subestación de transformación y maniobra de 132kV a 13,2kV, que son las tensiones normalizadas más utilizadas en la red metropolitana. Para el estudio a realizar se desprecian las pérdidas en barras y cables ya que resultan relativamente pequeñas en comparación con las propias de los transformadores de potencia. Por lo tanto, las pérdidas a considerar serán las que provienen del transformador elevador (de 0,4kV a 13,2kV) y del inversor.

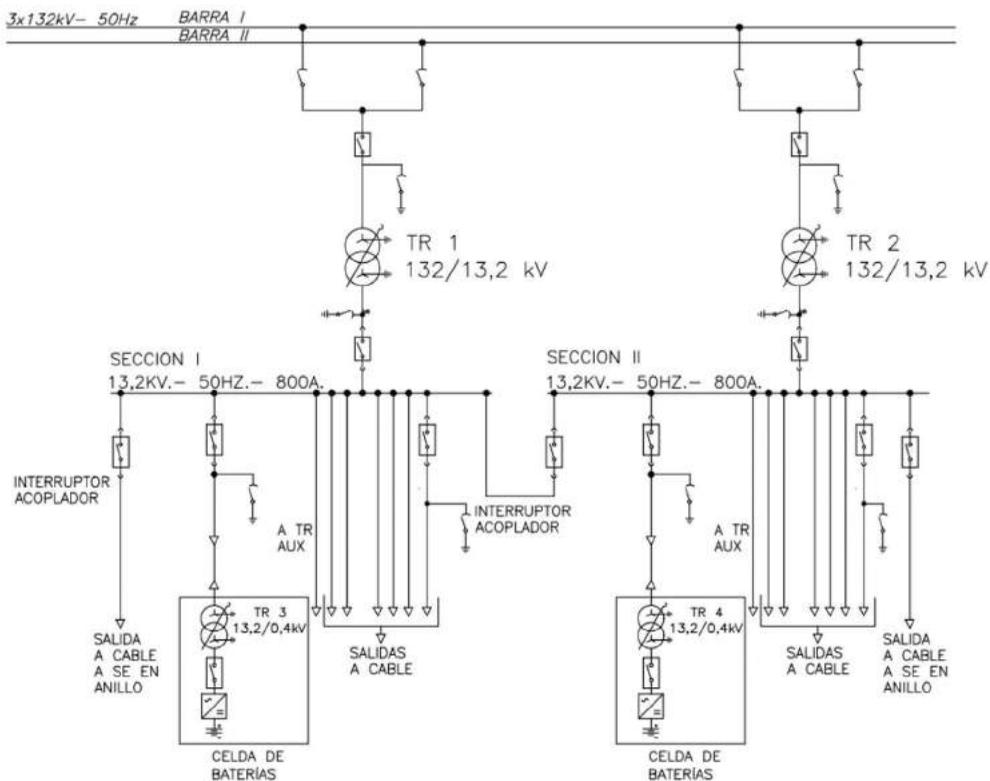


Figura 1: Esquema unifilar de instalación con banco de baterías.

Según puede observarse en el esquema unifilar de la Figura 1, los convertidores electrostáticos presentes entre el banco de baterías y la barra de 13,2 kV de la subestación, introducirán pérdidas de energía. Estos equipos son el inversor de los bancos de baterías, y el transformador elevador de 0,4 a 13,2 kV. Como ya se ha mencionado, no se tomarán en cuenta las pérdidas en cables y en barras que comunican el banco de baterías y las barras de la subestación, al tratarse de tramos considerablemente cortos.

Para el transformador elevador, se utilizará un transformador de aislación seca encapsulado en resina epoxi. Las ventajas de este transformador frente a uno de aislación en aceite, son varias, a saber: (<http://www.schneider-electric.com.co/documents/eventos/memorias-jornadas-conecta/Seguridad/tecnologias-transf-secos-encapsulados.pdf>)

- No se queman y ante un incendio externo, se auto-extinguen. Sin humos tóxicos.
- No hay riesgo de explosión.
- Se pueden instalar en los techos o entre pisos en un edificio.
- No requieren grandes mantenimientos, son resistentes a la corrosión y la humedad.
- Tienen menores dimensiones y pesos.
- No requieren fosos de contención de fluidos y construcciones civiles especiales (muros y puertas corta fuego, etc.)
- Reducción de costos con cables de baja tensión y pérdidas en la instalación.
- Su desventaja frente a los transformadores de aislación en aceite es su mayor costo inicial.

Para calcular las pérdidas con las que trabajará este equipo, utilizamos la fórmula de rendimiento de transformadores: (https://www4.frba.utn.edu.ar/html/Electrica/archivos/maquinas_electricas_1/apuntes/07_rendimiento_de_transformadores.pdf)

$$\eta = \frac{I_2 \cos \varphi_2}{I_2 \cos \varphi_2 + P_{CC} I_2^2 + P_0} \quad \text{Todo en P.U.}$$

Del catálogo del fabricante CAT, se selecciona un transformador de una potencia genérica (para este caso, 1000kVA) y se obtienen los valores de potencia de cortocircuito (pérdidas en los arrollamientos) y pérdidas en vacío: (http://www.catsa.com.ar/fichas/Linea_Productos.pdf)

En Clase 17,5 kV

P	Po	Pcc	Ucc	Io	Ruido	L	H	P	T	D	A	Peso
KVA	W		%		dB	mm						Kg
100	520	1800	6	2,1	58	1200	1100	680	600	100	40	952
125	570	2000	6	2	58	1220	1120	680	600	100	40	1040
160	640	2400	6	1,9	58	1240	1150	680	600	100	40	1080
200	720	2800	6	1,8	58	1270	1170	680	600	100	40	1170
250	830	3300	6	1,7	60	1300	1210	680	600	100	40	1310
315	960	3900	6	1,6	60	1340	1240	680	600	100	40	1430
400	1120	4700	6	1,5	60	1380	1300	900	800	130	45	1600
500	1300	5600	6	1,4	60	1440	1370	900	800	130	45	1880
630	1550	6800	6	1,3	62	1500	1440	900	800	130	45	2140
800	1850	8200	6	1,2	64	1580	1540	900	800	130	45	2550
1000	2200	9800	6	1,1	64	1650	1640	900	800	130	45	2930
1250	2600	11700	6	1	65	1730	1750	1120	1000	160	50	3510
1600	3150	14200	6	0,9	66	1850	1890	1120	1000	160	50	4330
2000	3700	16700	6	0,8	66	1920	2020	1120	1000	160	50	5150
2500	4300	19600	6	0,7	68	1970	2150	1120	1000	160	50	6320
3150	4900	22300	7	0,6	70	1980	2250	1120	1000	160	50	7730

Figura 2: Catálogo transformadores CAT de 17,5kV

Por tanto:

$$\eta = \frac{I_2 \cos \varphi_2}{I_2 \cos \varphi_2 + P_{CC} I_2^2 + P_0}$$

donde:

$$I_2 = 1\% \quad \cos \varphi_2 = 0,9$$

$$P_{CC} = \frac{9800W}{1000kVA} \Rightarrow P_{CC} = 0,0098\%$$

$$P_0 = \frac{2200W}{1000kVA} \Rightarrow P_0 = 0,0022\%$$

$$\eta = \frac{1 * 0,9}{1 * 0,9 + 0,0098 * 1^2 + 0,0022} \Rightarrow \eta = 98,68\%$$

Si se tiene en cuenta las pérdidas del inversor y del transformador, las pérdidas del conjunto serán:

$$\begin{aligned} \eta_{Tot} &= \eta_{Inv} \cdot \eta_{Tr} \\ \eta_{Tot} &= 0,975 \cdot 0,9868 \\ \eta_{Tot} &= 0,96213 \\ \eta_{Tot} &= 96,213\% \end{aligned}$$

Regulación de potencia reactiva

A través del control del inversor, se puede entregar además de potencia activa, potencia reactiva, la cual compensará la necesaria en el transformador elevador (transformador necesario para poner en disposición la energía en los niveles de tensión de trabajo de la subestación) y en las barras de la subestación, dentro de un determinado rango. Esto en la práctica se logra a través de los VSC's (Voltage Source Converters), los cuales trabajan como rectificadores (VSR – Voltage Source Rectifier) y como inversores (VSI – Voltage Source Inverters). Por tanto, tienen la capacidad de hacer trabajar al equipo conectado a ellos (en nuestro caso un banco de baterías) como generador de energía eléctrica (a través de los VSI) o como almacenador de energía eléctrica (a través de los VSR), produciéndose este intercambio con la red eléctrica a través del Punto de Interconexión (POI). A su vez, para ciertas aplicaciones, dependiendo del potencial del POI, el VSC entregará o absorberá energía reactiva. Si el potencial en el POI, es mayor que el potencial del VSC, éste absorberá energía reactiva, si el potencial en el POI, es menor que el potencial en el VSC, este entregará energía reactiva, buscando en todo momento, llevar el factor de potencia lo más cercano a 1 posible.

Tecnología aplicada en los VSC

Antiguamente para el control de este tipo de aplicación, eran utilizados diodos rectificadores o tiristores, los cuales poseían algunos inconvenientes (inyección de armónicos a la red, distorsión de las formas de onda de la tensión, factor de potencia reducido, uso de pesadas bobinas en el lado de la red y grandes capacitores en el lado de CC). Esto fue superado a través de los rectificadores activos, que emplean transistores del tipo MOSFET, IGBT, IGCT, los cuales permiten controlar no sólo su disparo, sino también su desconexión, logrando así dos grados de libertad que permiten realizar la autoconmutación, además de reducir los armónicos generados, mejoran (suavizan) la señal de tensión.

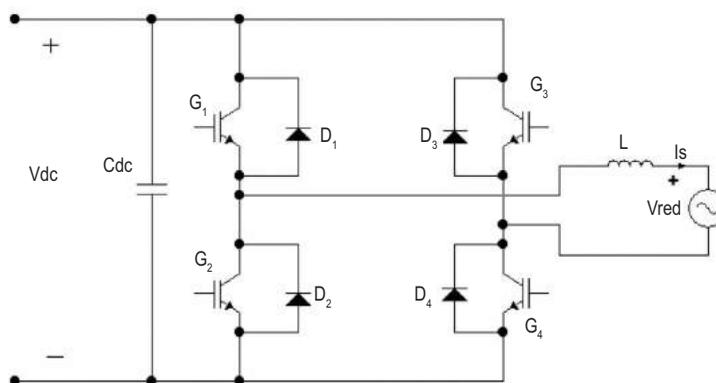


Figura 3: Inversor monofásico conectado a la red

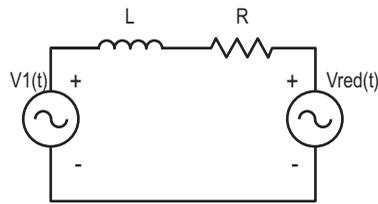


Figura 4: Circuito equivalente

En la Figura 3, podemos reconocer al inversor monofásico (VSC) conectado a la red mediante un filtro L , en tanto la Figura 4, muestra un circuito simplificado del esquema antedicho, en donde L y R son respectivamente la inductancia y resistencia de la bobina representada en la Figura 3. En caso de poseer el circuito un transformador de acoplamiento, los parámetros L y R mencionados incluyen los propios que componen la impedancia de cortocircuito del transformador. A su vez, para trabajar con parámetros reducidos, cuando la potencia de la red no puede considerarse infinita, también se han de incluir en los parámetros L y R los correspondientes a los del punto de conexión con la red.

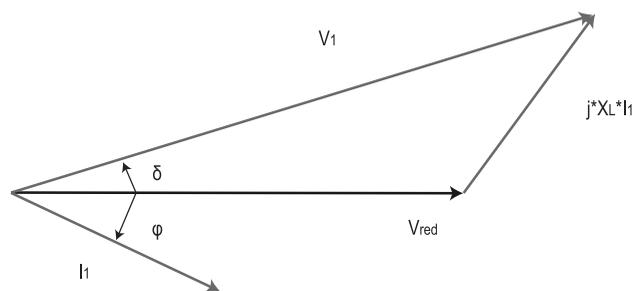


Figura 5: Diagrama fasorial del circuito (Figura 4), despreciando la caída de tensión en R

En la Figura 5, se puede observar el diagrama fasorial del circuito de Figura 4, para simplificar su estudio, se ha decidido despreciar los efectos de la resistencia R , donde:

- V_1 : Valor eficaz del primer armónico de la tensión de salida del VSC.
- V_{red} : Valor eficaz de la tensión de la red.
- I_1 : Valor eficaz del primer armónico de la corriente de salida del VSC.
- φ : Desfasaje entre la tensión de la red y la corriente de salida del VSC.
- δ : Desfasaje entre V_1 y V_{red} .
- X_L : Inductancia de la bobina a la frecuencia de red.

P (W) en la red	VSC	Red
Positiva	Inversor	Absorbe energía
Negativa	Rectificador controlado	Entrega energía

Desarrollo de potencias en el circuito

A continuación, se expresan las potencias activas, reactivas y aparentes, despreciando el efecto de la resistencia del circuito:

$$\bar{S} = P + jQ$$

$$P = \frac{V_{red} * V_1}{X_L} * \text{sen}(\delta)$$

$$Q = \frac{V_{red}}{X_L} * (V_1 * \text{cos}(\delta) - V_{red})$$

$$\bar{S} = P + jQ = \frac{V_{red} * V_1}{X_L} * \text{sen}(\delta) + j * \left(\frac{V_{red}}{X_L} * (V_1 * \text{cos}(\delta) - V_{red}) \right)$$

Si se tiene en cuenta el efecto de la resistencia en el circuito:

$$P = -V_{red}^2 \frac{R}{Z^2} + V_{red} V_1 \left(\frac{X_L}{Z^2} \text{sen}(\vartheta) + \frac{R}{Z^2} \text{cos}(\vartheta) \right)$$

$$Q = -V_{red}^2 \frac{R}{Z^2} + V_{red} V_1 \left(\frac{X_L}{Z^2} \text{cos}(\vartheta) + \frac{R}{Z^2} \text{sen}(\vartheta) \right)$$

Donde:

$$Z = \sqrt{R^2 + \omega^2 L^2}$$

Según las ecuaciones vistas, el control de la potencia activa y reactiva intercambiadas entre el convertidor y la red puede ser realizado modificando los valores de V_1 y el valor de δ , ya que el resto de los términos son constantes (dependen del circuito, red, transformador y filtro). El valor de V_1 varía de acuerdo con el índice de la amplitud de las señales moduladoras del convertidor (relación entre la amplitud máxima de la onda triangular y la de la onda de referencia o de control en el PWM). El valor de δ se modifica actuando sobre la fase relativa de las señales moduladoras (convertidor) respecto a la fase de las señales de la red eléctrica.

Carga y descarga

La gran ventaja que proporciona la conexión del banco de baterías a las barras de la subestación, más allá de proporcionar la potencia faltante en transformadores, que de otra manera debe ser compensada con potencia entregada por las restantes subestaciones conectadas en anillo, recargando así todo el sistema, es poder lograr “achatar” la curva de potencia demandada, logrando una mayor previsión en el despacho de energía eléctrica. Esto se logra cargando el banco de baterías durante los períodos de baja demanda (horas valle) y entregando la potencia así almacenada en los períodos de alta demanda (horas pico).

Lograr una mayor estabilidad y previsión en la demanda y despacho de la energía es el principal concepto de las redes inteligentes de energía, para lograrlo se combinan las distintas fuentes de generación, aprovechando al máximo el rendimiento de cada una de ellas. Además de esto, logramos transformadores más reducidos, ya que no debemos diseñarlos para soportar una potencia de pico solamente durante unas horas, trabajando más aliviados durante el resto del día, se reducen secciones y fallas en los cables y líneas aéreas, traduciéndose así en un ahorro en conjunto en instalaciones y equipos.

Como ejemplo, se puede observar en la Figura 6, la demanda en una subestación y como es compensada mediante un banco de baterías.

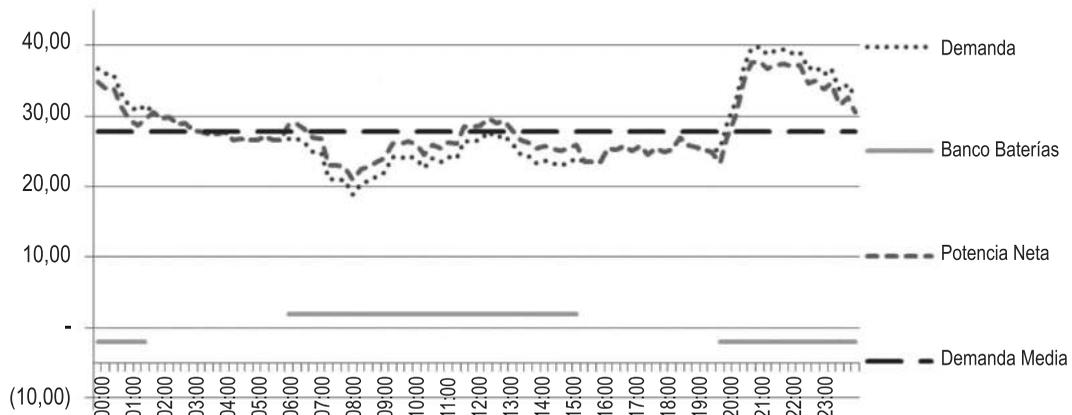


Figura 6: Curvas típica de demanda en subestación con un banco de baterías

La curva *Demanda* indica la potencia demandada en barras de la subestación, los segmentos *Banco Baterías* indican la potencia nominal del banco de baterías, aparece como demanda en las horas de carga y como potencia entregada (generación) en las horas de descarga del banco de baterías. La recta *Demanda Media* es la potencia promedio, equivale a la potencia a la cual se entregaría toda la energía demandada en el período analizado, esta curva nos da la idea de la potencia ideal que debería tener nuestra subestación. Por último vemos la potencia neta demandada en barras de la subestación como la suma de la potencia demandada por la carga sumada a la entregada y recibida por el banco de baterías. Observamos un achatamiento en la curva *Potencia Neta* respecto de la *Demanda*, además de una menor dispersión con respecto a la curva de *Demanda Media*. Si repetimos la operatoria, para la inserción de un segundo y un tercer banco de baterías, obtendremos lo que se ve en las Figura 7 y 8 respectivamente.

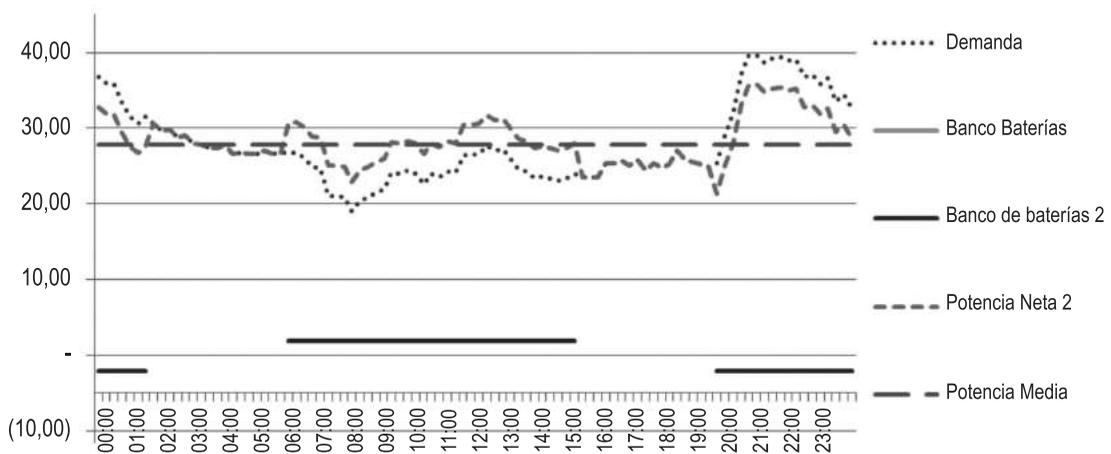


Figura 7: Curvas típica de demanda en subestación con dos bancos de baterías

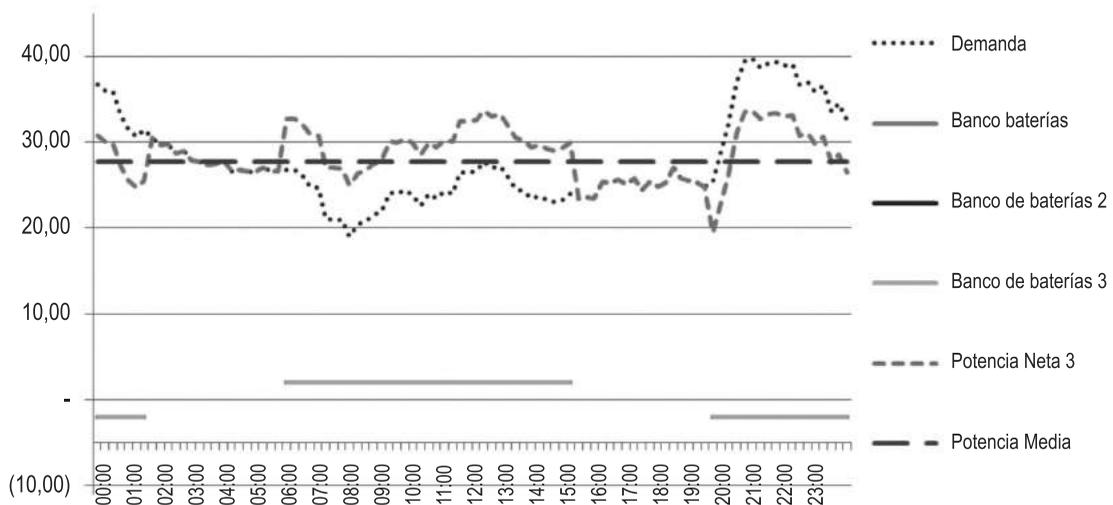


Figura 8: Curvas típica de demanda en subestación con tres bancos de baterías

En este último caso, se observa que la potencia neta demandada oscila entre 20 y 34 MW, frente a los 20 y 40 MW respectivos de la subestación sin compensar, oscilando además con una mucho menor dispersión de la curva de potencia promedio. Si se lograra conectar bancos de baterías con la suficiente energía almacenada, capaz de suplir la demanda en horarios pico, y a la vez se pudiera disponer de un sistema de control de energía en tiempo real, la potencia de diseño de la subestación pasaría de los 40 MW a los 27 MW, con el consecuente ahorro en transformadores, cables, barras, celdas, tamaño, liberando potencia instalada en áreas geográficas donde el espacio es un factor determinante a la hora de proyectar la construcción o repotenciación de una subestación. Además, se mejora la operación del sistema ya que se facilita el despacho de máquinas al tener una curva más plana y, en consecuencia, más predecible. Otra ventaja que se desprende de esta última observación es que bajaría el precio de la energía en el mercado SPOT, ya que la energía acumulada en los bancos de baterías tiene un costo mucho menor por ser energía ahorrada en horas de resto y liberada en horas de punta. Usualmente en horas de punta se despachan máquinas que se encuentran en reserva caliente rotante o, en su defecto, turbinas de gas de rápida entrada en servicio. Obviamente este tipo de máquinas tienen costos de producción muy elevados por utilizar combustibles de hidrocarburos.

PROTECCIONES

El objetivo aquí es mostrar las protecciones incorporadas en la solución integral de desarrollo, como así también los ajustes necesarios para el correcto funcionamiento. Desde el punto de vista del equipo, el elemento que actuará como frontera con la red será el inversor, por lo tanto, el presente documento está acotado a las protecciones correspondientes al elemento mencionado previamente. Como se sabe, este equipo es utilizado básicamente para convertir la corriente continua proveniente del banco de baterías en una señal alterna trifásica de frecuencia industrial de modo tal de poder realizar el paralelo con la red. Es por esto que dentro de las protecciones y accionamientos

se encontraran elementos de corriente alterna y de corriente continua (505774-Dynapower CPS-1000 Technical Specification R1.pdf).

Dispositivos

A continuación se listan los dispositivos asociados al inversor.

- Interruptor de desconexión de la red.
- Interruptor de desconexión de la red por sobrecorriente.
- Contactor de CA del inversor.
- Seccionador de desconexión de baterías por ausencia de carga.
- Fusible de protección de baterías por sobrecorrientes.
- Contactor de baterías.
- Precargador de baterías.

Los mecanismos mencionados previamente corresponden a los elementos básicos que se incluyen en la solución integral aunque existen otras funciones adicionales que pueden solicitarse al proveedor de modo tal de añadir protecciones que aumenten la seguridad de la operación. Además de las características de protección de equipos, existen características de protección de software que monitorean las corrientes, tensiones y potencia definidas (por ejemplo, tensión de la barra de CC, corriente del inversor, corriente de red, corriente continua, etc.) y comparan las mediciones con los límites definidos. Si se exceden estos límites, el inversor se desconectará e indicará la falla correspondiente. Todas las fallas bloquean el controlador y se requiere un comando de reinicio para desbloquear. La protección adicional incluye sensores de fuego y calor conectados al controlador DSP y al circuito de parada de emergencia. El sistema de refrigeración líquida está protegido por sensores de fugas en la parte inferior del gabinete, un interruptor de flujo y un medidor de nivel de líquido conectado al controlador DSP.

Protección de tensión

Este tipo de protecciones se encuentra estandarizado por la norma IEEE 1547. El relé de sobre y subtensión se conecta a los transformadores de tensión del objeto a proteger. La unidad de sobre y subtensión mide continuamente la onda fundamental de las tensiones entre fases del objeto. Al detectar una falla, el relé arranca, dispara el interruptor, proporciona alarmas y registra los datos de la falta.

Los límites de operación se detallan a continuación:

- Tensión de la red $\geq 0,88$ PU y $< 1,1$ PU \Rightarrow el equipo permanece conectado a la red.
- Tensión de la red $> 0,5$ PU y $< 0,88$ PU \Rightarrow desconexión de la red luego de 2s.
- Tensión de la red $\geq 1,1$ PU y $< 1,2$ PU \Rightarrow desconexión de la red luego de 1s.
- Tensión de la red $\leq 0,5$ PU \Rightarrow desconexión de la red en menos de 160ms.
- Tensión de la red $\geq 1,2$ PU \Rightarrow desconexión de la red en menos de 160ms.

En la Figura 9 se muestran los límites de operación de la protección de sobretensión mencionados previamente.

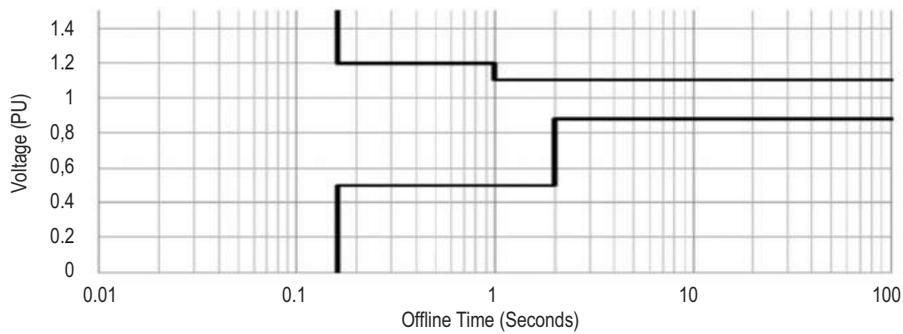


Figura 9: Límites de operación de protección de sobretensión

Protección de frecuencia

Al igual que en el caso anterior, en la norma IEEE 1547 se encuentran los estándares para este tipo de protección. El objetivo de este relé es desconectar cargas en forma instantánea, ante una modificación intempestiva de la configuración de la red, como es el caso de las aperturas por fallas. La función del relé es desconectar cargas preestablecidas en forma escalonada, para diferentes valores de frecuencia. De esta manera se conserva el paralelo con la red, aunque se pierden algunas cargas por un tiempo mínimo, correspondiente al ajuste de carga de cada escalón de protección. El tiempo de pérdidas de cargas parciales puede durar algunos minutos. Lo importante es que no se pierde la red. La pérdida de la red puede implicar complicaciones en la operación a la hora de la puesta en paralelo del equipo.

Los límites de operación se detallan a continuación:

- Frecuencia de la red $\geq 59,8$ Hz y $< 60,5$ Hz \Rightarrow el equipo permanece conectado a la red.
- Frecuencia de la red ≥ 57 Hz y $< 59,8$ Hz \Rightarrow tiempo de apertura ajustable entre 160ms y 300ms.
- Frecuencia de la red < 57 Hz \Rightarrow tiempo de apertura de 160ms.
- Frecuencia de la red $> 60,5$ Hz \Rightarrow tiempo de apertura de 160ms.

En la Figura 10 se muestran los límites de operación de la protección de sobrefrecuencia mencionados previamente.

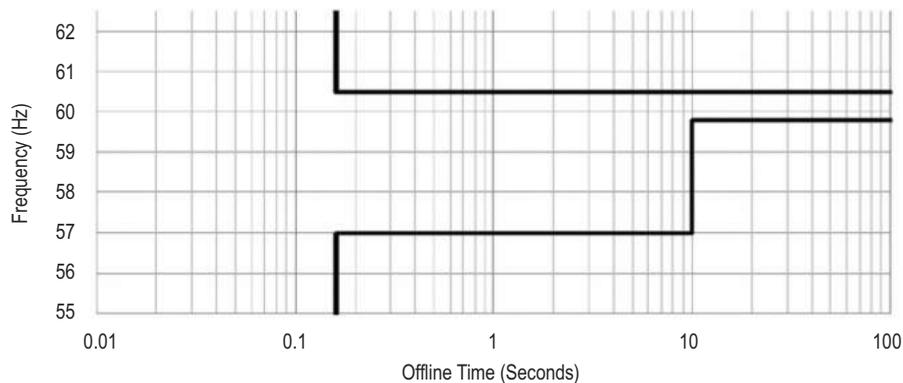


Figura 10: Límites de operación de protección de sobrefrecuencia

Parámetros en CC de las baterías

Se muestran a continuación algunos parámetros básicos en corriente continua.

Rango nominal de tensión de baterías: 740 VCC – 1100 VCC.

- Tensión máxima en la carga de las baterías: 1100 VCC.
- Tensión mínima en la descarga de las baterías: 740 VCC.
- Máxima corriente de descarga continua: 1365 A.
- Sistema de puesta a tierra de las baterías: Flotante.
- Relé de detección de falla a tierra.

Estos valores corresponden a los límites físicos del equipo. Cabe aclarar que las alarmas son programables, pudiéndose seleccionar valores diferentes a los mencionados.

FACTIBILIDAD TÉCNICA

Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías

El sistema de almacenamiento y entrega de energía a la red, es logrado a través de una fuente (banco de baterías) y de un sistema de control, protección y adecuación de la energía eléctrica almacenada hacia la red.

Banco de baterías

Consiste en un gran número de elementos serie (para lograr los valores de tensión adecuados) y paralelo (para lograr los valores de potencia requeridos) de baterías. Las mismas almacenan y liberan energía electroquímica, que a partir del intercambio de electrones debido a una reacción química entre dos electrodos y un electrolito, se genera una corriente eléctrica (ejemplos PbSO₄, Ni-Fe, Ni-Cd, iones de Litio, etc). Este proceso de conversión puede utilizarse una cierta cantidad de veces (carga y descarga), dependiendo de los materiales utilizados en la misma, llamándose ciclos de vida. La capacidad de una batería es la cantidad total de electricidad producida en la reacción electroquímica, este valor suele medirse en Amperios-hora (Ah), siendo este valor el producto de la corriente eléctrica suministrada a una determinada tensión y la cantidad de tiempo que puede producirse el paso de esta corriente. De manera análoga, otro parámetro importante es la energía que puede entregar o almacenar una batería, la misma se mide generalmente en kWh (kilowatt-hora), producto de la tensión nominal de la batería, la corriente que circula y el tiempo en el que entrega dicha potencia (W). Para poder comparar entre distintos tipos de baterías, se acude a un parámetro llamado densidad de energía, el cual relaciona la cantidad de energía que una batería puede almacenar (y entregar) y el volumen que esta ocupa. Al día de hoy, la batería comercial que posee mayor densidad de energía es la batería de iones de Litio (Li-ion), cuyos datos característicos se describen a continuación:

- Alta Densidad de Energía: 300-400 kWh/m³
- Alto Rendimiento: 94%
- Largo Ciclo de Vida: 4500 ciclos
- Mínimo Estado de Carga: 10%

Cada batería individual se agrupa en racks (estructuras verticales soporte de baterías), conformando módulos de baterías individuales en serie, logrando la tensión de salida predeterminada. A su vez, estos módulos de baterías individuales en serie, se conectan en paralelo para lograr la potencia (y consiguiente energía) predeterminada. Dichos módulos cuentan con aparatos de maniobra en BT que permiten vincularse y desvincularse de manera segura entre sí.

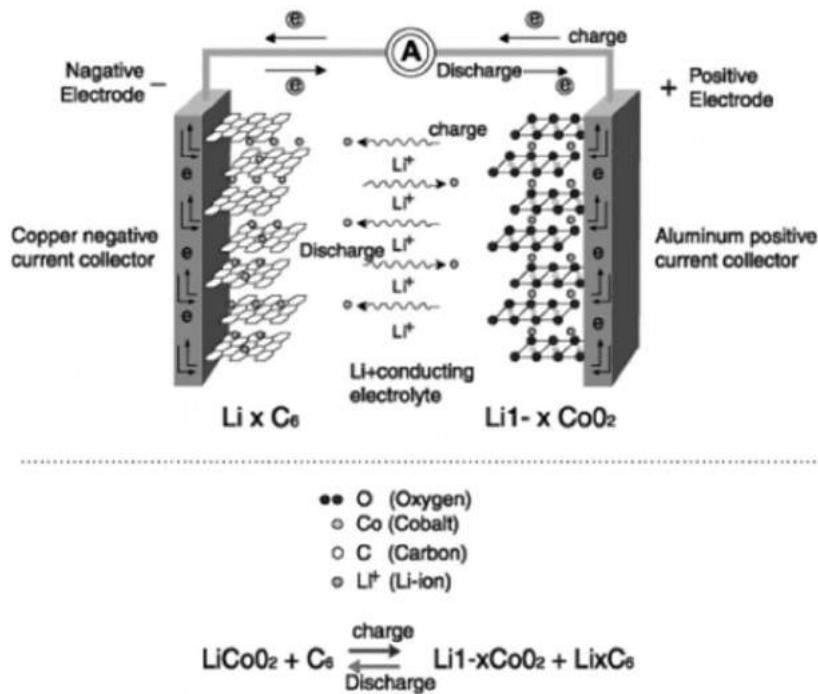


Figura 11: Funcionamiento de una batería de Ion-Litio

Sistema de control, protección y adecuación de la energía eléctrica almacenada hacia la red

Consiste en el equipamiento necesario para controlar la energía para el despacho hacia la red o almacenaje en el banco de baterías, partiendo de un nivel de tensión en corriente continua, a otro en corriente alterna, con sus asociados aparatos de maniobra y protección.

El CPS (Compact Power System) es capaz de trabajar tanto en modo isla como conectado a la red. En configuración de conexión a la red es capaz de suministrar tanto potencia activa (P) como potencia reactiva (Q). Una vez superados los 1000 kVA, la potencia activa (kW) tendrá prioridad. El sistema se comunica con la red mediante Modbus TCP, de donde releva los datos analógicos de P y Q presentes en dicho punto de conexión, limitando la corriente máxima de carga y descarga, de manera que el sistema de baterías pueda trabajar en un rango seguro. Estos límites de corriente provendrán del sistema de manejo de baterías, provisto en el sistema de almacenamiento (banco de baterías), el cual se vincula al CPS via Modbus TCP. Para que el sistema CPS pueda comenzar a trabajar en conexión a la red, debe existir un nivel de tensión continua válido (dentro de los límites especificados), como así también la tensión alterna de la red. Durante una falla en la red, el sistema se desconectará por sí mismo de la red y se apagará de acuerdo con el estándar IEEE 1547 (Estándar IEEE para la Interconexión de Generación Distribuida con Sistemas Eléctricos de Potencia). Luego de la normalización de la red, y pasado un tiempo determinado para asegurar la estabilidad de la red, el inverter se sincronizará y reconectará automáticamente. El PCS presenta fusibles a la entrada (que proviene del compartimento de baterías), conectados al inversor de la batería CC / CA. El inversor está construido con IGBT de paquete doble de 1700 V, que están montados en un disipador de calor prefabricado. Los capacitores de CC están conectados a los IGBT a través de un bus de baja inductancia. Los conjuntos IGBT incluyen controladores ópticos

aislados, protección contra sobretensión, detección de corriente / voltaje y protección contra disparo de los IGBT. Cada módulo de inversor tiene una capacidad de 500 kVA a 480 V CA entre un rango de 740 a 1.100 V CC. Cada módulo contiene fusibles de CC, contactores de CC, precarga de CC, la sección de electrónica de potencia del inversor, un filtro de salida de CA y un contactor de salida de CA. Las salidas de CA y las entradas de CC de los módulos del inversor están conectadas internamente para proporcionar una salida nominal de 1.000 kVA.

Compartimento de baterías

Según lo visto, el sistema de baterías Samsung Mega E2 de tecnología ion-litio, puede albergar dentro de un contenedor de pies hasta 3400 kWh (en doble filas de módulos rack), por tanto para este caso de aplicación, 2000 kWh, son alojados también dentro de un contenedor.

Compartimento de adaptación, control y protección

El equipo inversor CPS 1000 kVA, ocupa aproximadamente 1/4 de la superficie libre dentro de un contenedor de 40 pies. El resto del contenedor, será ocupado por una celda de media tensión (salida de cables en media tensión a las barras de la estación transformadora), un transformador seco encapsulado BT/MT (1000 kVA) y un tablero de baja tensión (acometida de las baterías y salida hacia transformador).

Rendimiento

Este apartado está específicamente analizado para el uso del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías para el cual se desarrolla este trabajo, es decir aportar energía faltante en la estación transformadora frente a picos de demanda y en horas de baja demanda, tomando la energía de la red, para de esta manera aplanar la curva de demanda.

En la comparativa frente a los grupos electrógenos Diesel convencionales, debe tenerse en cuenta el hecho de que la transformación de energía (desde energía calórica-mecánica-eléctrica), se realiza al pie del equipo generador, en cambio en nuestros sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías, la transformación está asociada además a la red de transporte desde la central eléctrica hasta la estación transformadora, por lo cual tenemos las pérdidas propias de la red de transporte (pérdidas técnicas), es por esto que debe considerarse un 4% máximo de pérdidas técnicas (pérdidas de energía debido al transporte), a la hora de comparar ambos sistemas.

Dependiendo del recurso de donde obtengamos la energía eléctrica, distinto será el rendimiento de conversión de la energía primaria (el recurso mismo) a energía eléctrica.

Los rendimientos de la transformación de la energía solar fotovoltaica y la energía eólica en energía eléctrica, son más bajos que los obtenidos a través de hidrocarburos, su gran ventaja radica en que los primeros, son recursos renovables, su costo primario es cero, siendo actualmente mayor el costo asociado a la generación que el equivalente obtenido a través de hidrocarburos como energía primaria, aunque los costos de las energías renovables se encuentra disminuyendo a gran paso últimamente.

Por tanto, para la comparación, se utilizará la energía primaria obtenida a través de hidrocarburos.

Rendimiento del sistema de almacenamiento de energía conectado a la red

En el caso del sistema de almacenamiento de energía (ESS, de sus siglas en inglés), desde la generación hasta el punto de conexión tendremos:

$$\eta_{ESS} = \eta_{EP} * (1 - P_{TEC}) * \eta_{TR}^2 * \eta_{INV}^2 * \eta_{BAT}$$

Donde:

- η_{ESS} : Rendimiento del sistema de almacenamiento de energía conectado a la red
- η_{EP} : Rendimiento del sistema de generación de energía primaria (central eléctrica)
- P_{TEC} : Pérdidas técnicas en la red de transmisión
- η_{TR} : Rendimiento del transformador elevador (seco encapsulado)
- η_{INV} : Rendimiento del equipo inversor
- η_{BAT} : Rendimiento del sistema de baterías

En esta fórmula η_{TR} y η_{INV} , están afectadas al cuadrado, ya que el proceso es de ingreso de energía a las baterías a través de la red, pasando por transformador e inversor, realizando el camino inverso al punto de conexión.

η_{EP} : Rendimiento del sistema de generación de energía primaria (central eléctrica).

El rendimiento promedio de un ciclo combinado (turbina de gas-ciclo de vapor) es en promedio entre 55% y 58%, sin embargo, distintos fabricantes, han logrado ir incrementando este valor de eficiencia con el paso de los años. La figura 12 resume los rendimientos alcanzados por el fabricante SIEMENS.

Año	Planta/Pais	Potencia instalada	Tipo de turbina	Eficiencia alcanzada
1992	Killingholme (Reino Unido)	2 x 470 MW, 2x(2+1)	SGT5-2000E	52%
1996	Didcot B 1&2 (Reino Unido)	702 + 710 MW, 2x(2+1)	SGT5-2000E	56%
2001	Mainz-Wiesbaden (Alemania)	> 400 MW, (1+1)	SGT5-4000F	58%
2008/2011	Irsching 4 (Alemania)	SCC5-8000H 1S 570 MW	SGT5-8000H	60%
2016	Lausward CHP (Alemania)	SCC5-8000H 1S 595 MW	SGT5-8000H	61%

Figura 12: Evolución de rendimientos en modelos SIEMENS

η_{EP} : 56,5%

P_{TEC} : Pérdidas técnicas en la red de transmisión

Se consideran entre un 2,5 y un 4%. Las pérdidas se deben en general a las condiciones propias de las instalaciones. Están provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través de las redes de transmisión y distribución. Su magnitud depende entonces de las características de las redes y de la carga a que éstas se ven exigidas.

P_{TEC} : 3,25%

η_{TR} : Rendimiento del transformador elevador (seco encapsulado)

η_{TR} : 98,88% “(obtenido en el marco teórico)

η_{INV} : Rendimiento del equipo inversor

Los inversores de la firma Dynapower, poseen un rendimiento pico estimado del 97,5%, cuando son alimentados por tensiones de 740 VCC (que provienen del banco de baterías), según

figura 13. Tomamos el rendimiento asociado a la curva roja de $V_{dc} = 920$ V (Valor medio de tensión de corriente continua de salida del banco de baterías)

$$\eta_{INV}: 97\%$$

η_{BAT} : Rendimiento del sistema de baterías

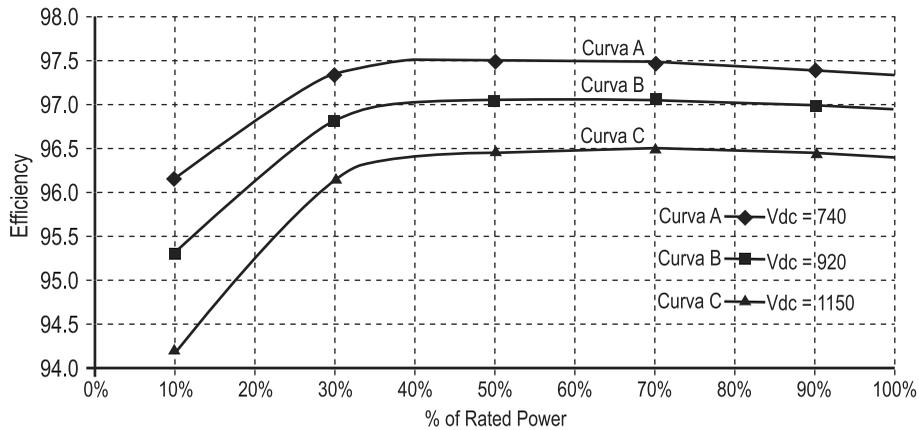


Figura 13: Rendimiento de inversores por nivel de alimentación

Según el fabricante Samsung, para un nivel de carga y descarga (C-Rate) de 0,5 C, la eficiencia es mayor a 97%. En la aplicación que concierne al estudio (regulación de tensión), el nivel de carga y descarga, puede ser de hasta 2,5 C lo cual posibilita al sistema de baterías entregar la energía nominal en 24 minutos.

$$\eta_{BAT}: 97\%$$

Por tanto:

$$\eta_{ESS} = \eta_{EP} * (1 - P_{TEC}) * \eta_{TR}^2 * \eta_{INV}^2 * \eta_{BAT}$$

$$\eta_{ESS} * 100\% = 0,565 * (1 - 0,325) * 0,9888^2 * 0,97^2 * 0,97$$

$$\eta_{ESS} = 48,77\%$$

Rendimiento del sistema utilizando grupo electrógeno hasta el punto de conexión

En el caso del sistema de grupo electrógeno, desde la generación hasta el punto de conexión tendremos:

$$\eta_{GE} = \eta_{MOT} * \eta_{TR} * \eta_{ALT}$$

Donde:

η_{GE} : Rendimiento del sistema utilizando grupo electrógeno hasta el punto de conexión

η_{MOT} : Rendimiento del motor Diesel

η_{TR} : Rendimiento del transformador elevador (seco encapsulado)"

η_{ALT} : Rendimiento del alternador

En números:

$$\eta_{MOT} = 45\%$$

$$\eta_{TR} = 98,88\% \text{ (obtenido en el marco teórico)}$$

El rendimiento promedio de un motor Diesel, se encuentra en el 45%, existiendo estudios y desarrollos que mediante distinto tipo de mejoras, se puede alcanzar un 50-55%:

$$\eta_{ALT} = 95,6\%$$

Para el caso en estudio, se utiliza un alternador Leroy Somer LSA 50.2VL10 de 1640 kVA, con un rendimiento del 95,6% para cos fi: 0,8

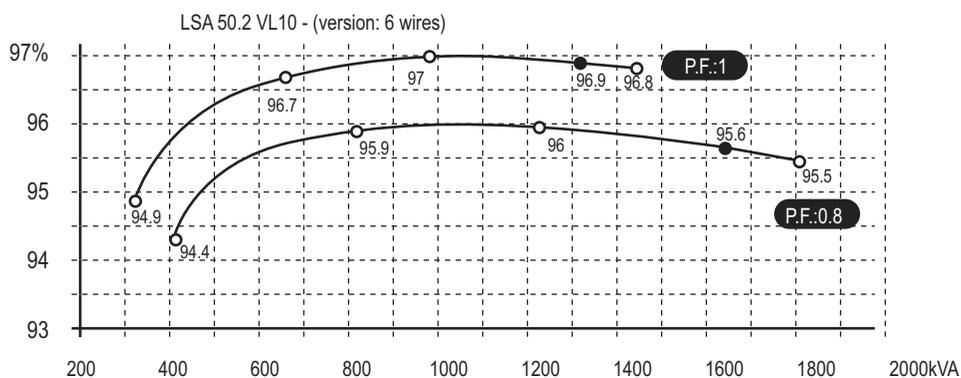


Figura 14: Rendimiento del alternador Leroy Somer LSA 50.2VL10 en función de su potencia aparente nominal y el factor de potencia de la carga

Rendimiento del sistema utilizando grupo electrógeno hasta el punto de conexión:

$$\eta_{GE} = \eta_{MOT} * \eta_{TR} * \eta_{ALT}$$

$$\eta_{GE} = 0,45 * 0,9888 * 0,956 * 100\%$$

$$\eta_{GE} = 42,54\%$$

Tiempo de entrada en servicio para el sistema de almacenamiento de energía Compartimento de baterías

El sistema de baterías Samsung Mega E2 de tecnología ion-litio, ofrece un tiempo de respuesta menor a los 5 ms.

Compartimento de adaptación, control y protección

La documentación técnica del CPS 1000 kVA, no especifica el tiempo de respuesta del sistema inversor, pero al tratarse de la misma tecnología del sistema rectificador-inversor (IGBT), podemos tomar como válido, el tiempo de respuesta completa declarado por SIEMENS, en sus catálogos, donde el fabricante comenta que la regulación de tensión en el punto de interconexión se realiza dentro de los 10 ms, pudiendo tomar este tiempo de respuesta completa del sistema de almacenamiento de energía mediante baterías.

CONCLUSIONES FINALES

La investigación que hemos realizado ha contribuido significativamente en el campo de la innovación tecnológica y la aplicación práctica de estas nuevas tecnologías.

Se ha podido demostrar que la hipótesis planteada es verdadera, es decir, se probó que es viable la instalación de grandes bancos de baterías en puntos estratégicos de la red eléctrica para reemplazar grupos generadores de motores a combustión interna.

Los puntos más salientes de la investigación, nos arrojan resultados para reflexionar, a saber:

Tecnológicamente es una solución mucho más avanzada que proporciona mejores prestaciones para la red, lo que permite mejorar la calidad del servicio que brindan las empresas distribuidoras.

Otro aspecto importante es que esta innovación abre el paso a una próxima filosofía de utilización de la energía, donde los consumidores también puedan aportar energía a la red. Si bien es un camino largo, es un comienzo a poder evolucionar hacia una red inteligente (Smart Grid).

Se aporta una manera más eficiente de aprovechamiento de los recursos naturales, reduciendo el consumo de combustible fósiles. Esto impacta directamente en la economía, generando beneficios para los propietarios de los equipos.

El impacto ambiental de esta nueva tecnología es mucho menor que la utilizada tradicionalmente (grupos Diesel). Esto nos brinda perspectivas de un futuro con una atmósfera más limpia.

Incluso es una mejora desde el punto de vista social. Los usuarios reciben energía de mejor calidad (tensión y frecuencia) que se traduce en una mejor calidad de vida para los habitantes.

Considerando los puntos anteriores, podemos decir que se trata de una solución sostenible.

Por la experiencia adquirida en la presente investigación, podemos decir que generamos buenas expectativas de cambio para impulsar las mejoras tecnológicas y atraer inversiones necesarias para fomentar la sostenibilidad.

Esto no significa que se deba dejar de trabajar por un mejor futuro, sino todo lo contrario, es necesario continuar con la investigación, el desarrollo y la aplicación de nuevas tecnologías que puedan estar al servicio de la población y así suplir las necesidades para mejorar la calidad de vida de nuestra gente.

REFERENCIAS

ALONSO, M. R. (2014). Apuntes de cátedra - Máquinas Térmicas, Hidráulicas y de Fluidos. Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional Buenos Aires.

BUCHMANN, I. (s.f.). Charles-Augustin de Coulumb's - C-Rate for batteries. Disponible en http://batteryuniversity.com/learn/article/what_is_the_c_rate. (Última fecha de acceso 02/04/2018).

CATTANEO, E., & RIEGEL, B. (2015). Advanced Industrial Lead-Acid Batteries. Elsevier Science Editions. Estados Unidos.

GHIA, A., & DEL ROSSO, A. (2013). Reducción de pérdidas en sistemas de distribución y transmisión. (C. A. Construcción, Ed.) Disponible en <http://www.camarco.org.ar/File/GetPublicFile?id=1707> (Última fecha de acceso 09/05/2017).

GIOSEFFI, A. (2017). Apuntes de Cátedra - Centrales y Protecciones Eléctricas. Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional Avellaneda.

GRAINGER, J., & STEVENSON, W. (1996). Análisis de Sistemas de Potencia. Mc Graw Hill. Ciudad de México.

GRÜNBAUM R., HALVARSSON P. (2010). Almacenar para estabilizar - La próxima generación de FACTS. Suecia. ABB. Disponible en https://library.e.abb.com/public/98dec77d82bbc667c125770d003177d3/24-26%201M021_SPA_72dpi.pdf (Última fecha de acceso 12/05/2017).

HASSAINE, L., & OLÍAS RUIZ, E. (2010). Tesis Doctoral: Implementación de un Control Digital de Potencia Activa y Reactiva para Inversores. Aplicación a Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red. Disponible en <https://www.researchgate.net/publication/49216210> (Última fecha de acceso 28/08/2017).

HERNANDEZ ROMERO, A (s.f.). Baterías para almacenamiento de energía. Universidad de Sevilla Disponible en <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70692/fichero/10+Baterias+para+Almacenamiento+de+Energ%C3%ADa.pdf>. (Última fecha de acceso 03/04/2018).

JÄÄSKELÄINEN, H., & KHAIR, M. K. (2015). Powerplants and Drivetrains: Potential Alternatives - DieselNet.com. Disponible en https://www.dieselnets.com/tech/diesel_powerplants.php (Última fecha de acceso 01/06/2017).

LEMOZY, N. (2009). Rendimiento de Transformadores - UTN FRBA. Disponible en https://www4.frba.utn.edu.ar/html/Electrica/archivos/maquinas_electricas_1/apuntes/07_rendimiento_de_transformadores.pdf (Última fecha de acceso 28/08/2017).

Leroy Somer. (s.f.). LSA 50.2 - Low Voltage Alternators - 4 pole 1250 to 1640 kVA - 50 Hz / 1250 to 2000 kVA - 60 Hz Electrical and mechanical data. Disponible en http://www.leroy-somer.com/documentation_pdf/4098g_en.pdf (Última fecha de acceso 07/05/2017).

MOLINA GONZÁLEZ, L. (2010). Instalaciones Domóticas. Mc Graw Hill. Madrid. España.

MONFORTE, J. (2015). Eficiencia récord en el ciclo combinado que Siemens construye en Düsseldorf. (E. P. Lema, Ed.) EnergéticaXXI (147), 69-70. Disponible en www.energetica21.com/descargar.php?seccion=articulos&archivo...pdf (Última fecha de acceso 04/06/2017).

NAVE, C. R. (2017). The Diesel Engine - HyperPhysics. Disponible en <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/thermo/diesel.html> (Última fecha de acceso 19/06/2017).

PAYNE, J. (2003). Understanding Boat Batteries and Battery Charging. Sheridan House. Nueva York. Estados Unidos.

RASHID, M. (1995). Electrónica de Potencia. Prentice Hall Hispanoamericana. Ciudad de México.

Cummins aims to boost heavy-duty diesel efficiency to 55%. (2015). SAE International. Disponible en <http://articles.sae.org/14388/> (Última fecha de acceso 26/06/2017).

STEVENSON, W. (1979). Análisis de sistemas eléctricos de potencia. McGraw-Hill. Ciudad de México

Changhong Pocket Type Nickel Cadmium Rechargeable Battery. (s.f.). Myanyang República Popular de China. Changhong. Disponible en <http://pdf.directindustry.es/pdf-en/sichuan-changhong-battery-co-ltd/changhong-pocket-type-ni-cd-cell-kpl-kpm-kph-series-energy-storage-railway/71984-413589.html>. (Última fecha de acceso 27/06/2017).

El estado actual de las redes de media y alta tensión en nuestro país. Disponible en <http://www.miclubtecnologico.com.ar/blog/el-estado-actual-de-las-redes-de-media-y-alta-tension-en-nuestro-pais/> (Última fecha de acceso 30/10/2017)

ESS Solutions Budgetary Pricing + Proposal - Prepared For Universidad Tecnológica Nacional. Proposal For 2 Energy Storage Solutions. (2017). Northern Reliability. Waterbury, Vermont, Estados Unidos.

SIESTORAGE - The modular electrical energy storage system for a reliable power supply. (2017). SIEMENS. Disponible en http://www.automation.siemens.com/tip-static/dlc/en/Power-Supply-Solutions/SIESTORAGE_for_Modular_Energy_Storage_System.pdf (Última fecha de acceso 03/09/2017).

Storage Battery System Using Lithium-ion Batteries. . (2012). Panasonic. Disponible en http://www.panasonic.com/business/pesna/includes/pdf/Products_Battery%20Storage%20-%20Storage%20Battery%20System.pdf (Última fecha de acceso 12/04/2017)

Subestaciones Eléctricas. (s.f.). Institución Educativa Parroquial Sagrado Corazón de Jesús. Disponible en http://www.sagradocorazon.edu.ar/web/sesto_elect_a/Inst_Aplic_Ener/sub%20estaciones.pdf (Última fecha de acceso 10/01/2018).

Tecnologías de Transformadores Secos Encapsulados. (2011) Schneider Electric. Disponible en <https://www.schneider-electric.com.co/documents/eventos/memorias-jornadas-conecta/Seguridad/tecnologias-transf-secos-encapsulados.pdf> (Última fecha de acceso 28/08/2017)

Transformadores Secos Encapsulados. (s.f.). Provincia de Buenos Aires. CAT S.A. Disponible en http://www.catsa.com.ar/fichas/Linea_Productos.pdf (Última fecha de acceso 27/08/2017).

Smart Battery Systems for Energy Storage. (s.f.). Samsung. Yongin-city, Corea del Sur.

Datasheet X'Pack-1700. . (s.f.). SDMO.