

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE POSGRADO



**ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN PLANTAS
FOTOVOLTAICAS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE EL
SALVADOR**

PRESENTADO POR:

JOSE GUILLERMO CORNEJO AYALA

JOSE RAFAEL ZELAYA TORRES

PARA OPTAR AL TITULO DE:

**MAESTRO EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO
AMBIENTE**

CIUDAD UNIVERSITARIA, MAYO DE 2021

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSc. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

MSc. FRANCISCO ANTONIO ALARCON SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO:

PhD. EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE POSGRADO

DIRECTOR:

MSc. MANUEL ROBERTO MONTEJO SANTOS

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE POSGRADO

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:
**MAESTRO EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO
AMBIENTE**

Título :

**ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN PLANTAS
FOTOVOLTAICAS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE EL
SALVADOR**

Presentado por:

JOSE GUILLERMO CORNEJO AYALA

JOSE RAFAEL ZELAYA TORRES

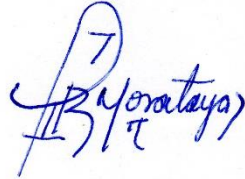
Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor(a):

MSc. JOSÉ LUIS REGALADO MORATAYA

SAN SALVADOR, MAYO DE 2021

Trabajo de Graduación Aprobado por:

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'J. L. Regalado Morataya', with a stylized flourish above the first part of the name.

Docente Asesor: _____

MSc. JOSÉ LUIS REGALADO MORATAYA

Contenido

Capítulo 0: Disposiciones Generales.....	12
Introducción.....	12
Objetivo general	13
Objetivos Específicos	13
Capítulo 1: Generalidades de las Redes de Distribución en El Salvador	16
1.1. Sistema Eléctrico y Redes de Distribución Eléctrica convencionales en El Salvador	16
1.2. La Red de Distribución Eléctrica en la Actualidad.....	18
Capítulo 2: Generación solar Fotovoltaica y su comportamiento en Sistemas de Distribución respecto a la demanda.	20
2.1. Obligaciones de la Empresa Distribuidora para el servicio de energía eléctrica hacia los consumidores.....	20
2.1.1. Regulación de Niveles de Tensión	20
2.1.2. Límites de distorsión armónica de voltaje	21
2.1.3. Límites de Indicadores de Calidad del Servicio	22
2.2. Bondades y ventajas de la generación solar Fotovoltaica	23
2.2.1. La energía solar como fuente de energía renovable	23
2.2.2. El recurso solar como una fuente relativamente barata de generación de energía	25
2.2.3. Las plantas solares se construyen en poco tiempo.....	26
2.2.4. Las plantas solares pueden ser desarrolladas en zonas rurales y a diferentes escalas	26
2.2.5. Diversificación de la matriz energética	26
2.2.6. Los requisitos regulatorios para la construcción de plantas solares son menos complicados.....	27
2.3. Curva de Generación de una planta solar fotovoltaica.....	27
2.4. Comportamiento de la Generación PV respecto de la demanda	29
2.5. Problemas de la masificación de generación Fotovoltaica.....	32
Capítulo 3: Generalidades sobre los Estudios de Interconexión de Generadores Fotovoltaicos a gran escala.	34
3.1. Estudio de Flujo de Potencia	34
3.2. Estudio de Cortocircuito y Coordinación de Protecciones	37
3.3. Estudio de Armónicos	40
3.4. Estudio del Esquema de Desconexión de inversores ante huecos de tensión	41
Capítulo 4: Baterías como solución para el Almacenamiento de Energía	43

4.1. Tipos de Baterías	44
4.1.1. Baterías de Iones de Litio	44
4.1.2. Baterías de Plomo-Ácido	46
4.1.3. Baterías de Sodio-Sulfuro	47
4.2. Comparativa de Tecnologías de Almacenamiento de Energía.....	48
Capítulo 5: Aplicación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en la Generación PFV de El Salvador.....	50
5.1. Aplicaciones de Recorte de Demanda Pico y Nivelación de Carga.....	51
5.2. Aplicaciones de Regulación de Frecuencia	53
5.3. Aplicaciones de Regulación de Voltaje (Power Quality).....	54
5.4. Aplicación de Reserva Rodante	56
5.5. Integración de Energías Renovables con SAEB	56
5.6 Micro Redes	58
CAPITULO 6: Metodología de Dimensionamiento para Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías para PFV en la red de Distribución.	61
6.1. Parámetros y características de las baterías	61
6.1.1. Capacidad de la batería	61
6.1.2. Eficiencia de la batería.....	62
6.1.3. Velocidad de descarga.....	62
6.1.4. Recarga de una batería	65
6.1.5. Profundidad de descarga	66
6.2. Tipos de Conexiones de Baterías para los SAEB.....	67
6.2.1. Conexión de baterías en serie	67
6.2.2. Conexión de baterías en paralelo.....	69
6.2.3. Conexión de baterías en Serie – Paralelo	70
6.3. Caso Práctico de un Sistema de Aplicación y Dimensionamiento de un SAEB.....	72
6.3.1. Descripción del caso práctico	73
6.3.2. Beneficios esperados del SAEB para la aplicación necesitada	76
6.3.3. Dimensionamiento del SAEB para la aplicación	80
6.3.4. Evaluación Económica del proyecto y factibilidad de Retorno de la Inversión	83
CAPITULO 7: Impacto en el Sistema de Transmisión ante la utilización de Sistemas de Almacenamiento de Energía en plantas solares fotovoltaicas conectadas en el Sistema de Distribución.	91
7.1 Impacto de los GD en el Sistema de Transmisión ante eventos de fallas en la red....	92
7.2 Estabilidad del Sistema de Transmisión con la presencia de SAEB en las plantas solares	95
CAPITULO 8: Conclusiones	100

CAPITULO 9: Bibliografía 102

Índice de Figuras

Figura 1: Sistema eléctrico convencional de El Salvador. Fuente: Sector Electricidad.	17
Figura 2: Sistema eléctrico y red de distribución actual y del futuro. Fuente: TyN Magazine	19
Figura 3: Mapa de Recurso Solar de El Salvador. Fuente: Determinación del potencial solar y eólico en El Salvador. MARN, UCA, SNET.....	25
Figura 4: Simulación en Milsoft Windmil sin generador.....	36
Figura 5: Simulación en Milsoft Windmil con generador.....	36
Figura 6: Ejemplo de red distribución para coordinación entre reclosers.	39
Figura 7: Curvas de protección de los equipos R ₁ y R ₂	40
Figura 8: Límite de tensión de acuerdo al anexo 12 sección 6.2.4 del ROBCP.....	42
Figura 9: Represetación de Batería. Fuente: Palladium Energy.....	43
Figura 10: Tecnologías de Almacenamiento. Fuente: International Energy Agency (IEA).....	44
Figura 11: Funcionamiento batería Ion-Litio. Fuente: Funcionamiento de una batería de ion-litio, Martil, 2019	45
Figura 12: Funcionamiento batería Plomo-Acido. Fuente: Sapiensman, Electrotecnica.	46
Figura 13: Representación batería Sodio-Sulfuro. Fuente: The Member journal of Minerals, Metals and Materials Society.	48
Figura 14: Representación de los componentes principales de los SAEB.	50
Figura 15: Esquema de aplicación Peak Shaving con baterías. Fuente: Switch Chile...	51
Figura 16: Esquema de Nivelación de Carga con baterías. Fuente: Switch Chile.	53
Figura 17: Esquema de Regulación de Frecuencia con baterías. Fuente: Switch Chile.	54
Figura 18: Esquema de Regulación de Voltaje con baterías. Fuente: Switch Chile.	55
Figura 19: Esquema de Reserva Rotante con baterías. Fuente: Switch Chile.....	56
Figura 20: Esquema de Integración de Energías Renovables utilizando baterías. Fuente: Switch Chile.	57
Figura 21: Esquema de Micro red. Fuente: Switch Chile.	59
Figura 22: Hoja de datos batería Plomo-Acido S6 145. Fuente: Rolls Batery.....	63
Figura 23: Capacidad de batería y variación de voltaje S6 145. Fuente: Rolls Batery ..	63
Figura 24: Voltaje de una batería de iones de litio LIR18650 respecto a su tiempo de descarga. Fuente:Ineltro Electronics.....	64
Figura 25:Capacidad de una batería vs número de ciclos. Fuente:Ineltro Electronics...	65
Figura 26: Mecanismo de recarga para baterías de plomo acido. Fuente: Chargetek. ...	66
Figura 27: Ciclo de vida vs DOD. Fuente: Solar Choice.	67
Figura 28: Conexión en serie de baterías.....	68
Figura 29: Conexión en Paralelo de Baterías	69
Figura 30: Conexión adecuada para terminales de salida en configuración de baterías en paralelo.	70
Figura 31: Conexión en Serie-Paralelo de Baterías.....	71
Figura 32: Conexión en serie paralelo	72

Figura 33: Topología simplificado de los Circuitos de distribución con ubicación de la planta Solar.	73
Figura 34: Sector con niveles de tensión por debajo de 0.93 pu.	75
Figura 35: Perfil de tensión resultante en el Circuito 1 con interconexión del SAEB a la red de distribución.	78
Figura 36: Uso del SAEB como una Micro-Red intencional en el escenario de una falla en la troncal principal del Circuito	79
Figura 37: Características de Batería de Plomo Ácido 8 CS 27P.....	80
<i>Figura 38: Curva de profundidad de descarga de la batería 8 CS 27 P de la marca Rolls.</i>	81
Figura 39: Diseño de conexión de baterías Serie - Paralelo para un SAEB de 48 VDC y 7.54 MWh de almacenamiento total.....	82
Figura 40: Costos totales de implementación de un SAEB de 1 MWh (\$/kWh). Fuente: McKinsey & Company, GTM Research	83
Figura 41: Corrientes y Voltajes Línea Neutro del Circuito en el momento de la falla. Fuente: Unidad de Transacciones (UT), GOE-RSGC016 Informe de evento en el Sistema Eléctrico de Potencia.....	93
Figura 42: SAEB en planta Capella Solar, Usulután, El Salvador.	97
Figura 43: Regulación de Frecuencia SAEB. Fuente: Joan Serban, “Energy storage systems impact on the short-term frequency stability of distributed autonomous microgrids”	98
Figura 44: Respuesta del SEP ante una falla trifásica. Fuente: “Effective utilization of large-capacity battery systems for transient stability improvement in multi-machine power system. In PowerTech”, 2011 IEEE Trondheim.	99

Índice de Tablas

Tabla 1: Niveles de tensión Regulados por normativa de SIGET, Acuerdo 192-E-2004.	21
Tabla 2: Límites de distorsión armónica de tensión regulados por SIGET. Acuerdo 192-E-2004.	22
Tabla 3: Límites de SAIDI y SAIFI regulados por SIGET para las zonas Urbano y Rural. Acuerdo 192-E-2004.	23
Tabla 4: Máxima distorsión Armónica permitida por SIGET en media tensión - Acuerdo 192-E-2004.	41
Tabla 5: Comparación de tipos de baterías para Almacenamiento de Energía. Fuente: Hernández Romero, 2016.	49
Tabla 6: Precios de la energía según los periodos del día.	84
Tabla 7: Ingresos anuales por aplicación del SAEB como Peak Shaving.	85
Tabla 8: Ahorros por Costos de Energía No Servida Evitados y de Indicadores de Calidad del Servicio.	86
Tabla 9: Ahorros Anuales por Pérdidas de Energía en el Circuito.	86
Tabla 10: Ahorros Anuales en Pérdidas de Energía por evitar retornos.	87
Tabla 11: Ingresos en cargos de distribución por Conexión de Nuevos Clientes.	88
Tabla 12: Resumen de Indicadores Financieros de Implementación del SAEB.	89

Índice de Gráficas

Gráfica 1: Curva de generación de un sistema de generación solar en condiciones ideales.	28
Gráfica 2: Curva de generación de un sistema solar en condiciones de fluctuación de la irradiación solar.	29
Gráfica 3: Comportamiento de la Demanda con el efecto de la inyección de energía de una planta solar.	30
Gráfica 4: Flujo inverso de energía por exceso de generación en un circuito de distribución.	31
Gráfica 5: Curva típica de demanda diaria del Circuito 1.	74
Gráfica 6: Curva resultante de demanda del Circuito 1 con interconexión de la Planta Solar.	74
Gráfica 7: Energía de retorno que será almacenada en el SAEB.	76
Gráfica 8: Curva resultante de demanda del Circuito 1 con efecto de la Planta Solar y el SAEB.	77

Capítulo 0: Disposiciones Generales

Introducción

El presente trabajo de graduación está desarrollado con el fin de proponer una metodología para el almacenamiento de energía eléctrica en sistemas de baterías acoplados a las plantas solares con el objetivo de ser utilizada en periodos en los cuales no se tiene disponible el recurso solar, y además en periodos de intermitencia de la generación solar fotovoltaica debidas a la variación de la irradiancia solar.

Con este estudio se pretende dar una propuesta de solución a la problemática de la fluctuación que presenta la generación de energía eléctrica con recursos renovables no convencionales enfocado principalmente en el recurso solar, el cual no permite dar una potencia firme de generación durante todo el día. Mediante los sistemas de almacenamiento de energía se busca apoyar a las plantas de generación de energía solar en el control de potencia, estabilidad de frecuencia y voltaje, y sobre todo lograr mantener la generación en periodos en los cuales el recurso es muy intermitente, reducido o nulo, como sucede en horas de la noche y madrugada para las plantas solares.

El trabajo enfoca el dimensionamiento para un sistema de almacenamiento con baterías incorporado a las plantas solares mostrando las bondades de su implementación y como trae beneficios para equilibrar la generación con la demanda acotando que para los costos de ejecución se utilizan precios promedio e indicativos y en función de las proyecciones de los últimos años; cabe mencionar que en el estudio no se toman en cuenta aspectos medioambientales.

Además, esta investigación se centra en los efectos de la interconexión de los sistemas de almacenamiento en baterías a la red de distribución, tomando en cuenta que es necesario realizar los estudios necesarios para que la estabilidad del sistema no sea afectada por su acoplamiento a la red eléctrica.

Alcance

Masificar la implementación de la generación solar fotovoltaica en todo el territorio de El Salvador realizando una combinación con sistemas de almacenamiento de energía en baterías que permitan apoyar a las plantas solares y dar más confiabilidad y estabilidad al sistema eléctrico de distribución y transmisión.

Con esto se logrará explotar en mayor medida el recurso solar para la generación de energía eléctrica cumpliendo así con un principal fin que es disminuir la contaminación del medio ambiente a través del uso de fuentes que son renovables para la producción de electricidad, aportando de esta forma para que la generación solar esté más presente en la matriz energética de El Salvador.

Objetivo general

Implementar una metodología para el dimensionamiento de baterías para almacenar la producción de energía fotovoltaica de las plantas interconectadas a la red de distribución de El Salvador.

Objetivos Específicos

- Identificar los distintos tipos de tecnologías de almacenamiento de energía existentes y cuales se pueden acoplar a la red de distribución eléctrica del país.
- Analizar los efectos en el mercado mayorista debido al almacenamiento de energía fotovoltaica en la red de distribución.
- Analizar las consecuencias técnicas que pueden tener la instalación de sistemas de almacenamiento de energía en las redes de distribución y su influencia en los estudios de interconexión de generación distribuida.

DEFINICIONES.

AC: Corriente Alterna.

AMSS: Área Metropolitana de San Salvador.

ANSI: Instituto Nacional Americano de Estándares.

ASPEN: Advanced Systems for Power Engineering.

BESS: SAEB en sus siglas en inglés, Battery Energy Storage System.

DC: Corriente Directa.

ETESAL: Empresa Transmisora de El Salvador.

GD: Generación Distribuida.

IEA: Agencia Internacional de Energía.

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional.

IEEE: Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos.

OMS: Outage Management System.

PFV: Paneles Solares Fotovoltaicos.

PV: Energía Fotovoltaica.

ROBCP: Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción.

ROR: Reserva Operativa Rodante.

SAEB: Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en Baterías.

SCADA: Supervisión, Control y Adquisición de Datos.

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

SAIDI: Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario.

SAIFI: Frecuencia Media de Interrupción por usuario.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

VAN: Valor Actual Neto

UPS: Sistemas de energía sin interrupciones.

USAID: Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional.

UT: Unidad de Transacciones.

Capítulo 1: Generalidades de las Redes de Distribución en El Salvador

1.1. Sistema Eléctrico y Redes de Distribución Eléctrica convencionales en El Salvador

El sistema eléctrico de El Salvador está formado por distintos niveles, desde el punto de generación hasta el punto de consumo de los usuarios finales, los niveles de un sistema eléctrico convencional son los siguientes: Planta de Generación, Sistema de Transmisión, Sistema de Distribución, usuarios conectados en Alta y Media Tensión, Red de distribución de Baja Tensión y usuarios finales conectados en la red de Baja Tensión. En todos estos puntos de transición de niveles de transmisión-distribución-usuarios existen subestaciones de potencia y de distribución las cuales permiten transformar el voltaje a los niveles usados por cada sistema.

La empresa encargada de la transmisión de energía en El Salvador es ETESAL, la cual se encarga de llevar la energía hasta las empresas de distribución a través de líneas de 115 kV y en el punto de entrega a través de una Subestación de potencia que convierte el voltaje a niveles de 46 kV, 34.5 kV ó 23 kV según sea el caso. El voltaje de transmisión debe ser alto debido a los largos recorridos de las líneas de transmisión, en este trayecto se producen pérdidas eléctricas de energía importantes las cuales se pueden reducir utilizando niveles de tensión elevados, al usar niveles de tensión altos la corriente se disminuye y las pérdidas de energía por efecto Joule i^2r se reducen, debido a esto el valor estándar que se utiliza en El Salvador para líneas de transmisión es de 115 kV.

La red de distribución comienza en el punto de entrega de ETESAL, donde la empresa distribuidora tiene el retiro de potencia por medio de bahías en las Subestaciones de ETESAL en voltajes de 46 kV, 34.5 kV ó 23 kV (Este voltaje de entrega es el más común en el AMSS), a partir de este punto las distribuidoras comienzan a transportar la energía hasta llegar a subestaciones de distribución donde el voltaje es convertido nuevamente a niveles inferiores y que son los que utilizan los usuarios finales, las subestaciones de distribución convierten la energía a niveles de 23 kV ó 13.2 kV y en zonas rurales o del centro de San Salvador aún existen niveles de tensión de 4.16 kV. Existen usuarios

industriales y de gran demanda que tienen su punto de conexión a la red eléctrica en niveles de tensión de subtransmisión, es decir a voltajes de 46 kV ó 23 kV. Las subestaciones de potencia de la distribuidora son usadas para llevar la energía a voltajes inferiores, es decir niveles de 23 kV, 13.2 kV, ó 4.16 kV, a estos niveles de tensión se hace la distribución hacia los usuarios finales, donde existen subestaciones más pequeñas formadas por transformadores de distribución que llevan el voltaje a niveles de 120/240, los cuales son los voltajes usados por los consumidores finales.

En la figura 1 se muestra un esquema de los distintos niveles que forman el sistema eléctrico de una red de distribución convencional.

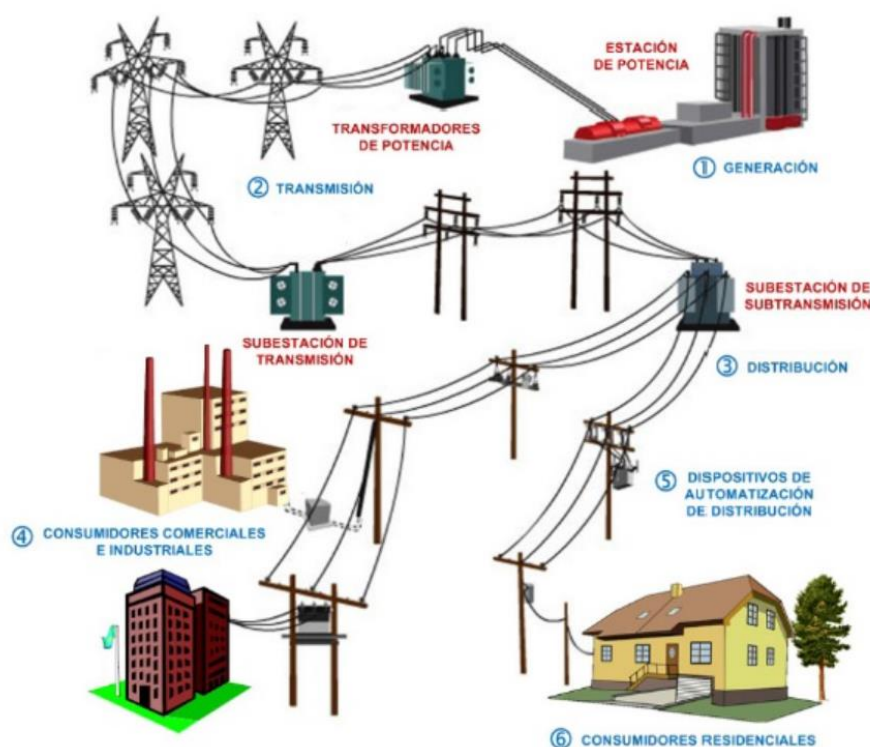


Figura 1: Sistema eléctrico convencional de El Salvador. Fuente: Sector Electricidad

Este sistema de distribución ha sido el convencional por muchos años, en el cual los flujos de potencia se dan desde las plantas generadoras hasta los usuarios finales, sin embargo, en los últimos años ha comenzado a surgir la Generación Distribuida (GD), la cual hace el sistema eléctrico un poco más complejo ya que los flujos de potencia se producen en varios sentidos, esto se verá en los siguientes apartados.

1.2. La Red de Distribución Eléctrica en la Actualidad

En los últimos años se ha tenido un crecimiento importante en El Salvador de conexión de generación distribuida a las redes de transmisión y distribución, esto ha impactado de forma que los flujos de potencia ahora son en diferentes sentidos ya que un usuario puede ser un generador a la misma vez o en otros casos la generación está en niveles de distribución del sistema eléctrico, en consecuencia, existen flujos inversos de potencia en el sentido de los usuarios hacia niveles de distribución o de transmisión.

La Generación Distribuida (GD) impacta de forma positiva ya que uno de sus fines es tener las fuentes de energía más cerca de las cargas, lo cual optimiza los flujos de potencia mejorando los niveles de tensión, dando mayor estabilidad al sistema eléctrico.

Además de la GD, hoy en día se están teniendo nuevas cargas como vehículos eléctricos los cuales a la vez pueden ser generadores de energía, por lo cual actualmente el sistema de potencia es más complejo, el tema de los vehículos eléctricos se está masificando y en los próximos años serán muchas las personas que tendrán su vehículo eléctrico recargándose en su casa o sirviendo de fuente de energía para su demanda cuando se desee, todos estos factores son variables que se están considerando en los análisis del sistema de distribución de la actualidad y del futuro.

La figura 2 muestra el ejemplo de una red moderna en la cual existe acoplamiento de generación distribuida, vehículos eléctricos, estaciones de carga en los parqueos de las empresas, casas modernas con sus sistemas de almacenamiento, etc; todo esto crea una red eléctrica inteligente e interactiva.



Figura 2: Sistema eléctrico y red de distribución actual y del futuro. Fuente: TyN Magazine

A esto es a lo que van las futuras redes de distribución, a plataformas bidireccionales e interactivas en las cuales los usuarios pueden generar la energía que consumen e incluso pueden inyectar energía a la red eléctrica.

Estas redes del futuro van adquiriendo más particularidades en las cuales el almacenamiento de energía se vuelve muy importante para dar estabilidad al sistema de distribución y para aprovechar al máximo la generación de energía con fuentes renovables no convencionales como la energía solar y eólica, teniendo además como resultado reducir la generación de energía con derivados del petróleo, los cuales producen contaminación para el medio ambiente, la red eléctrica del futuro tiene una visión centrada en las energías renovables y en la inteligencia de las redes.

Capítulo 2: Generación solar Fotovoltaica y su comportamiento en Sistemas de Distribución respecto a la demanda.

La generación solar fotovoltaica tiene particularidades muy importantes que es necesario describirlas, estas en cuanto a beneficios y también limitantes debido a la variabilidad y fluctuación que presentan, tomando en consideración además que los sistemas eléctricos no pueden absorber demasiada generación solar sin tomar en cuenta la demanda, los sistemas de distribución deben diseñarse y planificarse a modo de equilibrar la demanda con la generación, en este apartado se introduce a los aspectos más importantes que caracterizan la generación solar y se habla de los requerimientos que debe cumplir una empresa distribuidora para su servicio hacia los consumidores.

2.1. Obligaciones de la Empresa Distribuidora para el servicio de energía eléctrica hacia los consumidores

Las empresas distribuidoras de energía están obligadas a suministrar un servicio confiable a los consumidores y con un mínimo de calidad de energía, existen normas por parte de SIGET que regulan el comportamiento de cómo es el servicio hacia los consumidores, estas normas permiten medir el servicio técnico, la calidad del producto técnico y la calidad del servicio comercial, debido a que el fin de este apartado sólo es mencionar de forma general las obligaciones de la empresa distribuidora sólo se mencionarán los índices más importantes que se miden y se regulan para garantizar el buen servicio de energía eléctrica a los consumidores finales.

2.1.1. Regulación de Niveles de Tensión

La empresa Distribuidora de energía está obligada a entregar una buena regulación de tensión a los consumidores finales, los cuales garantizan la buena operación de sus equipos, la tabla 1 muestra los límites permitidos con respecto al voltaje nominal que

deben ser entregados a los usuarios en baja tensión y media tensión para las zonas urbanas, rurales y aisladas.

NIVEL DE TENSIÓN	ΔV_k		
	Régimen período año 2005 en adelante		
	Urbano	Rural	Aislado
Baja Tensión (≤ 600 V)	$\pm 7\%$	$\pm 8\%$	$\pm 8.5\%$
Media Tensión ($600V < V < 115kV$)	$\pm 6\%$	$\pm 7\%$	$\pm 8.5\%$

Tabla 1: Niveles de tensión Regulados por normativa de SIGET, Acuerdo 192-E-2004.

Como se observa en la tabla 1 estos límites son definidos por zonas de densidad de carga y por niveles de tensión, por ejemplo, para un usuario de densidad de carga alta conectado en niveles de voltaje de media tensión tiene un límite de $\pm 6\%$ de desviación con respecto al voltaje nominal, un voltaje de entrega fuera de este rango ya está transgrediendo los límites y la empresa distribuidora deberá corregir el problema para garantizar el buen servicio hacia el consumidor.

La empresa distribuidora realiza mediciones de voltaje de forma aleatoria en los usuarios que son requeridas por SIGET, dentro de estas mediciones se establece un límite de tolerancia del 5% , la empresa realiza mediciones por un periodo de 7 días como mínimo, registrando intervalos de medición de 15 minutos, dentro de todos estos registros si más de un 5% están fuera del rango de las tolerancias que describe la tabla 1, la empresa distribuidora deberá tomar medidas para corregir la situación que está causando que los niveles de tensión entregados al usuario estén fuera de los límites permitidos.

2.1.2. Límites de distorsión armónica de voltaje

La empresa distribuidora está obligada a limitar la distorsión armónica de tensión en los niveles de baja y media tensión, los límites permitidos se muestran en la tabla 2,

Orden de la armónica	Tasa de distorsión individual (TDI) %
(n)	
(impares no múltiplos de 3)	
5	6.0
7	5.0
11	3.5
13	3.0
17	2.0
19	1.5
23	1.5
25	1.5
>25	$0.2 + 1.3 \times 25/n$
(impares múltiplos de 3)	
3	5.0
9	1.5
15	0.3
21	0.2
>21	0.2

Orden de la armónica	Tasa de distorsión individual (TDI) %
(n)	
(pares)	
2	2.0
4	1.0
6	0.5
8	0.5
10	0.5
12	0.2
>12	0.2
Tasa de Distorsión Total (V_{DAT})%	8

Tabla 2: Límites de distorsión armónica de tensión regulados por SIGET. Acuerdo 192-E-2004.

La SIGET asigna a la empresa distribuidora los puntos que se deben medir, realizando mediciones por periodos de 7 días como mínimo, y tomando registros con intervalos de 10 minutos y de acuerdo a la norma IEC 61000-4-7.

2.1.3. Límites de Indicadores de Calidad del Servicio

La distribuidora está obligada a limitar la cantidad de interrupciones que perciben los usuarios, así como la duración de la interrupción cuando ocurre una contingencia en la

red de distribución, esto se mide con indicadores de calidad del servicio técnico, entre estos se encuentran el SAIDI y SAIFI.

El SAIDI es el índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema y el SAIFI es el Índice de Frecuencia de Interrupciones Promedio del Sistema

En la tabla 3 se muestran los límites de los indicadores SAIDI y SAIFI que debe respetar la empresa distribuidora para las zonas urbanas y rurales.

Indicador	Tipo	Unidad	Urbano	Rural
SAIFI	Global	Cantidad de Interrupciones/Año	7	12
SAIDI	Global	Horas de Interrupción/Año para cada usuario	14	24

Tabla 3: Límites de SAIDI y SAIFI regulados por SIGET para las zonas Urbano y Rural. Acuerdo 192-E-2004.

2.2. Bondades y ventajas de la generación solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica está cumpliendo un papel muy importante en la diversificación de la matriz energética de El Salvador, en los últimos años son muchas las plantas que se han conectado a las redes de transmisión y distribución, logrando de esta forma explotar el recurso solar, el cual es muy abundante en la región.

La energía solar fotovoltaica aporta muchos beneficios entre los principales está el hecho de generar electricidad a partir de un recurso que es renovable y que no genera contaminación al medio ambiente, además de ser un recurso con costo nulo lo cual permite reducir los costos de su producción y por esta razón es una energía más barata.

A continuación, se mencionan las bondades más importantes de la generación solar fotovoltaica:

2.2.1. La energía solar como fuente de energía renovable

La energía solar fotovoltaica tiene la importante cualidad que se genera a partir de un recurso renovable que es ilimitado, de esto la importancia de su explotación para generar

energía eléctrica, este recurso es la irradiación solar, la cual siempre estará disponible durante el día, claro condicionado esto a los cambios ambientales por los cuales pueden existir días que son muy nublados y en consecuencia la irradiación solar es mínima o nula.

Debido a que el recurso es la irradiación solar, en el proceso de generación de energía eléctrica no se generan gases de efecto invernadero y por lo tanto no se contamina el medio ambiente, por esta razón las plantas solares fotovoltaicas son muy importantes en la diversificación de la matriz energética del país.

El Salvador es un país muy favorecido en cuanto a los niveles de irradiación solar ya que todo el territorio tiene buenos niveles para ser explotados ser utilizados para generar energía eléctrica a través de plantas fotovoltaicas.

El valor promedio de la irradiación solar es de $1,367 \text{ W/m}^2$, este es conocido como la constante solar, sin embargo, en superficies de la tierra el valor máximo alcanzado puede ser de $1,000 \text{ W/m}^2$, esto dependiendo de las condiciones climáticas, en El Salvador el recurso solar es muy bueno en muchos sectores del país, en la figura 3 se muestra el mapa de recurso solar reflejando las zonas que son más favorables para la construcción de proyectos de plantas fotovoltaicas,

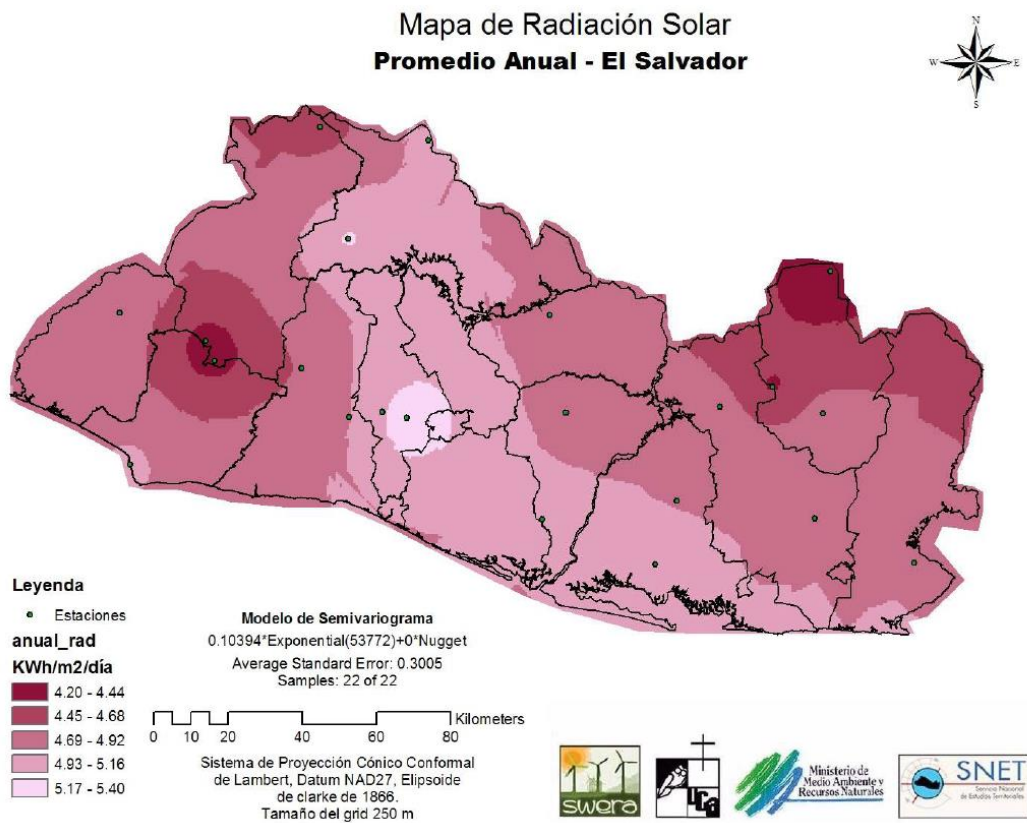


Figura 3: Mapa de Recurso Solar de El Salvador. Fuente: Determinación del potencial solar y eólico en El Salvador. MARN, UCA, SNET.

2.2.2. El recurso solar como una fuente relativamente barata de generación de energía

Otra de las principales ventajas de la generación solar es que sus precios son menores que los de otras tecnologías, el recurso solar siempre está presente y su costo es nulo ya que no hay que pagar nada por recibir la irradiación solar, por esta razón el precio de la energía solar es menor que la de otras tecnologías, en la ecuación para designar el costo de su venta las variables que influyen son la inversión durante la construcción de la planta solar y los costos de operación y mantenimiento en los cuales se incluye la compra del terreno en el cual se construye la planta, los servicios de internet, agua, el servicio de electricidad para servicio propio y para las horas de no producción, la planta de emergencia, vigilancia y monitoreo de la planta y todo el mantenimiento preventivo de limpieza de los paneles solares, entre otros.

2.2.3. Las plantas solares se construyen en poco tiempo

Una planta solar puede ser construida en periodos cortos de tiempo dependiendo de la capacidad a instalar, pero de forma general los tiempos son cortos comparados con los que tomaría la construcción de una planta hidráulica ó geotérmica. Una planta solar puede construirse en términos de meses mientras que una planta hidráulica se construye en rangos de años.

2.2.4. Las plantas solares pueden ser desarrolladas en zonas rurales y a diferentes escalas

Hay muchas zonas rurales del país que no tienen acceso a electricidad, las plantas solares tienen la ventaja que pueden ser construidas a diferentes escalas de tamaño y por esta razón pueden ser implementadas en zonas remotas o rurales. Una planta solar puede ser construida desde una gran escala en aplicaciones para suelo con potencias instaladas en los niveles de MWs o también pueden ser construidas en aplicaciones pequeñas como para techos de las casas en los niveles de los kW. De esta forma una planta solar puede ser construida para alimentar una pequeña comunidad en la cual no hay acceso de electricidad instalando paneles solares en los techos de las casas.

La energía solar brinda esta gran ventaja de poder ser aplicada en estas distintas escalas según la necesidad y el objetivo, hoy en día se están construyendo muchas aplicaciones para techo de las casas sirviendo para autoconsumo, y por el otro lado también se está expandiendo en gran medida las aplicaciones en gran escala para interconexiones con las redes de distribución en media tensión y en las redes de transmisión del sistema eléctrico nacional.

2.2.5. Diversificación de la matriz energética

Las plantas solares ayudan a diversificar las formas de generación de energía, para El Salvador un país en el cual los niveles de irradiación solar son muy buenos es una gran oportunidad para explotarlo y tener una generación solar muy grande, de esta forma se logra ir disminuyendo la generación con otras tecnologías que son más caras y que además contaminan el medio ambiente por medio de la emisión de gases de efecto

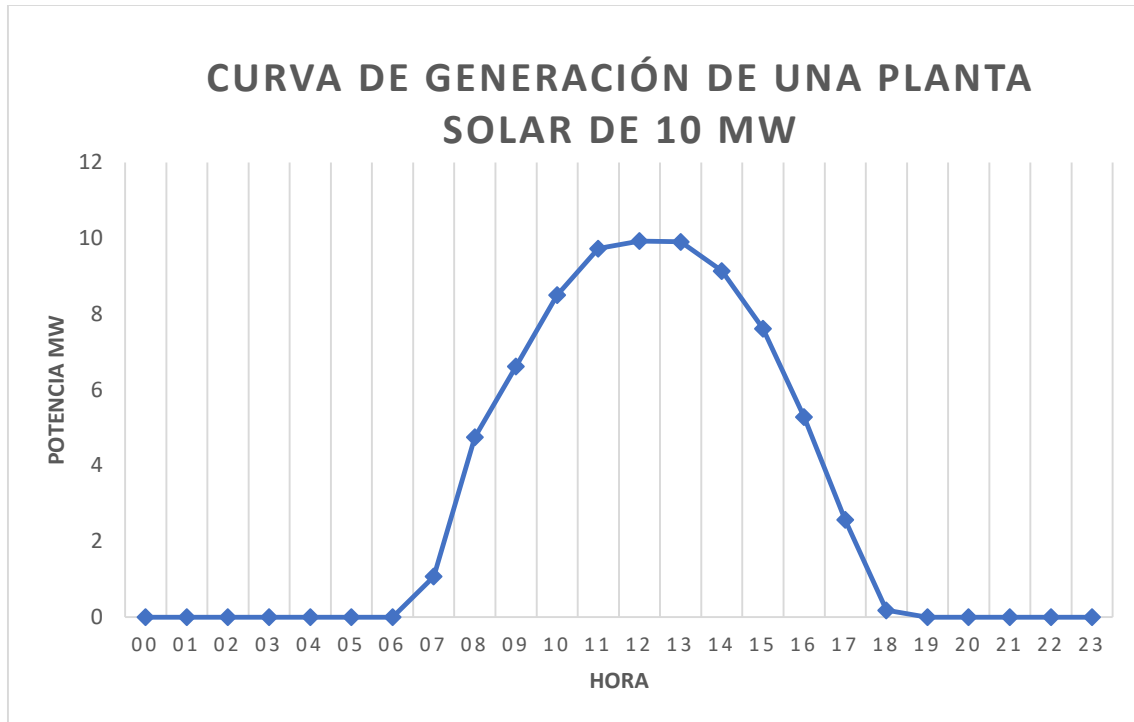
invernadero que causan el cambio climático, como lo es en el caso de las plantas térmicas por ejemplo.

2.2.6. Los requisitos regulatorios para la construcción de plantas solares son menos complicados

Para construir una planta solar fotovoltaica no es necesario hacer concesiones con la Asamblea Legislativa para la explotación del recurso y los permisos ambientales no son tan complicados como para una central hidroeléctrica o geotérmica, por esta razón los tiempos de tramitología son menores lo cual permite iniciar los proyectos de construcción en un menor tiempo. Por ejemplo, para explotación del recurso hídrico este proceso puede llevar de 3 a 5 años para tener las concesiones y permisos finales para aceptación del proyecto e inicio de construcción.

2.3. Curva de Generación de una planta solar fotovoltaica

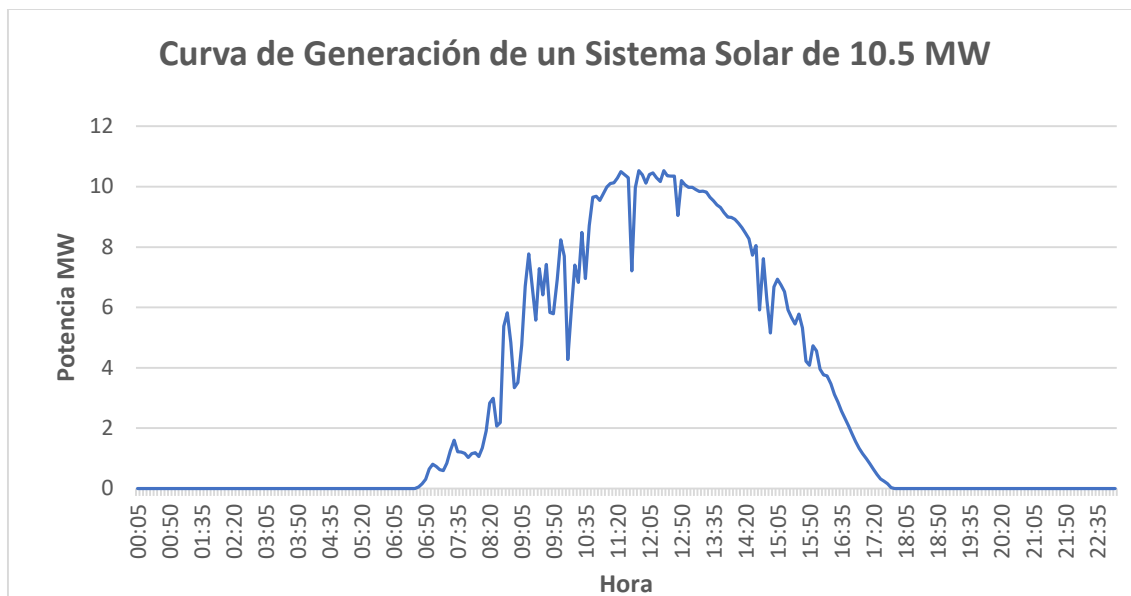
La generación solar fotovoltaica se caracteriza por no ser constante en el tiempo, sino que varía conforme a la irradiación solar durante todo el día y es nula en horas de la noche y la madrugada, la curva de generación de una planta solar se parece a una campana como se muestra en la gráfica 1.



Gráfica 1: Curva de generación de un sistema de generación solar en condiciones ideales.

Otra de las características principales de la generación solar fotovoltaica es que al depender de la irradiación solar está sujeta a tener grandes variaciones con las condiciones climáticas o con aspectos pequeños como el paso de nubes y el nivel de polvo, por estas razones una planta solar no puede proveer capacidad firme ya que si su capacidad instalada es de 10 MW no puede entregar esta potencia todo el tiempo, sólo en el pequeño lapso en el cual la irradiación solar es la máxima, lo cual usualmente sucede en horas del mediodía.

Por esta misma razón la curva de generación de las plantas solares no siempre tiene la forma de una campana ideal, en ocasiones la curva puede ser muy variable teniendo incluso intermitencias en las cuales la generación puede ser nula, en la gráfica 2 se muestra la curva de generación de una planta solar que ha sido afectada durante todo el día por muchas fluctuación de la irradiación solar, estas pueden ser debidas a paso de nubes, situaciones climatológicos en las cuales existe ausencia de sol, entre otras.



Gráfica 2: Curva de generación de un sistema solar en condiciones de fluctuación de la irradiación solar.

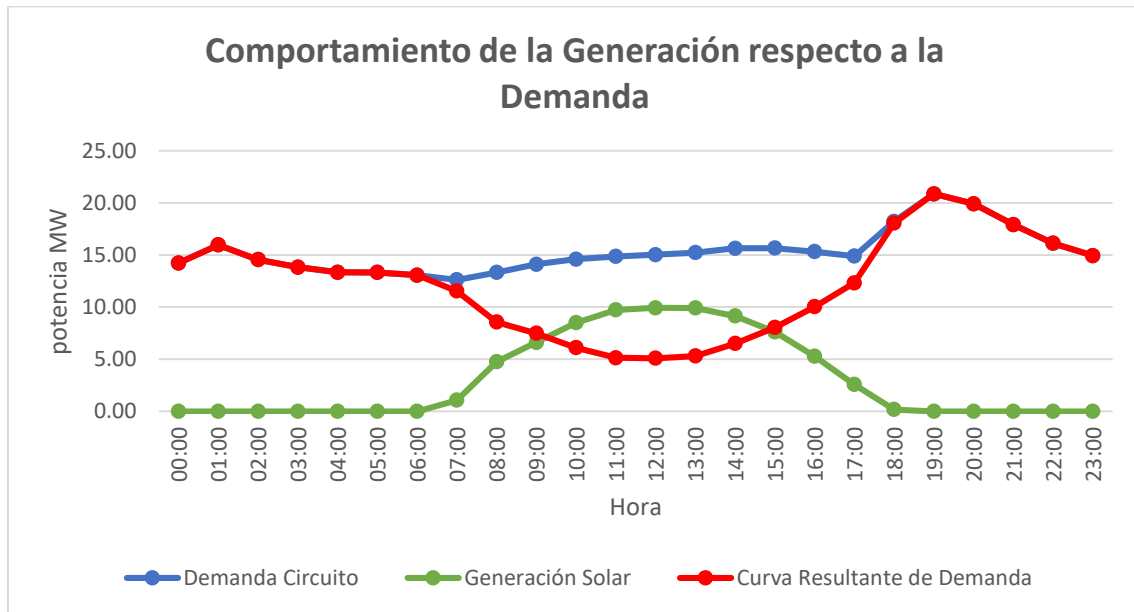
Esto evidencia que la generación de las plantas solares puede llegar a ser muy variable durante el día y por esta razón es necesario buscar soluciones que permitan mantener constante la potencia de generación e incluso lograr inyectar energía en horas en las cuales no hay irradiación solar, lo cual se puede lograr mediante la instalación de sistemas de almacenamiento de energía para apoyar a las plantas solares.

2.4. Comportamiento de la Generación PV respecto de la demanda

Las plantas solares PV han venido a cumplir un papel importante en las nuevas formas de generación de energía eléctrica en El Salvador, muchas plantas se han conectado en diferentes puntos del sistema eléctrico de distribución y transmisión fomentando así la generación distribuida a nivel nacional, esto ha permitido optimizar los flujos de potencia de la red de distribución ya que uno de los fines de la generación distribuida es mejorar la calidad del sistema eléctrico mediante las mejoras en los niveles de tensión debido a que las fuentes se acercan a las cargas, estabilización de la frecuencia, optimización de la demanda en horas de máximo consumo permitiendo recortar picos de potencia.

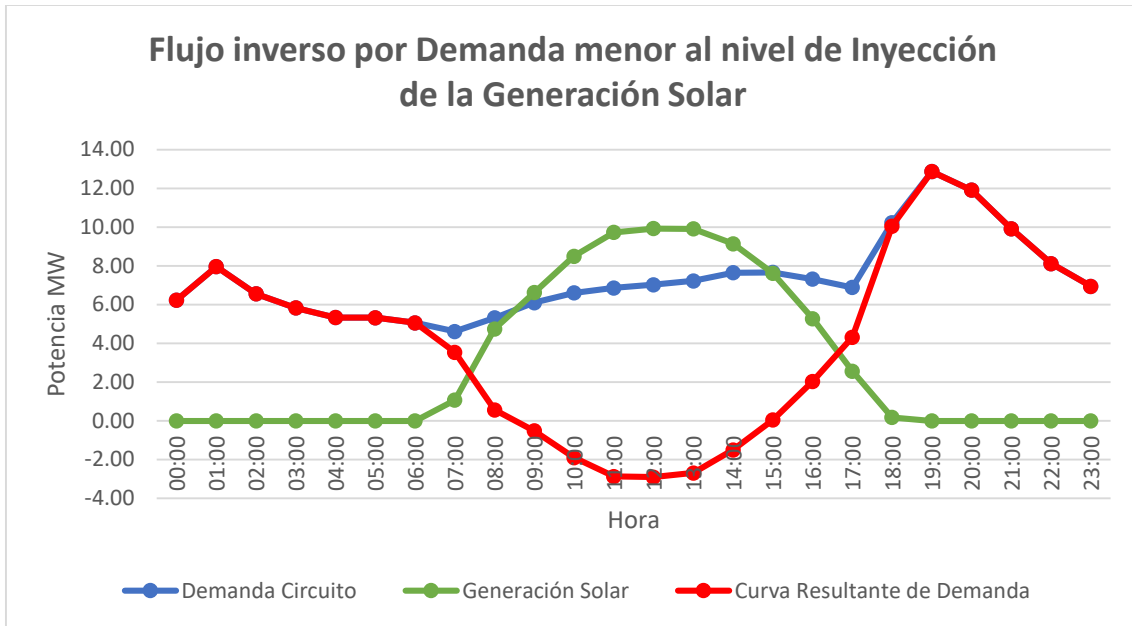
Para un circuito con una demanda que en su naturaleza es en mayoría residencial, en horas nocturnas su curva de carga no se ve afectada ya que la generación solar es cero, sin

embargo durante el día si se ve afectada, en la gráfica 3 se muestra el ejemplo de la curva de demanda de un circuito el cual al ser afectada o modificada por la generación de una planta solar tiene como resultante una curva de demanda invertida en horas del mediodía, se logra disminuir la demanda máxima diurna.



Gráfica 3: Comportamiento de la Demanda con el efecto de la inyección de energía de una planta solar.

En algunos casos y en circuitos particulares suele suceder que si la generación cubre completamente la demanda o la sobrepasa pueden darse retornos de energía, esto puede darse a diferentes niveles del sistema eléctrico, puede ser en un transformador MTBT, o en una subestación de distribución en la cual si la generación es mayor a la demanda se tienen retornos de energía a niveles de transmisión, en estos casos dependiendo de los contratos puede ser algo no deseable, por esta razón esos excesos de energía puede ser factible depositarlos en Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) y en horas de la noche en las cuales la generación solar es nula se vuelve factible consumir la energía almacenada en las baterías, en la gráfica 4 se muestra un ejemplo en el cual la generación supera la demanda del circuito de distribución,



Gráfica 4: Flujo inverso de energía por exceso de generación en un circuito de distribución.

Es muy importante lograr equilibrar la generación con la demanda, si se tiene mayor generación en determinadas horas del día que no es consumida los análisis de seguridad operativa pueden requerir que la producción de las plantas solares se limite o que salgan de operación completamente de la red de distribución, por lo tanto es importante tener alternativas que permitan almacenar la energía en los escenarios de máxima producción y consumirlo en horas en las cuales la generación de energía no es tan buena, este es el reto de la actualidad y que con el uso de sistemas de almacenamiento de energía se podrá complementar las aplicaciones de plantas solares interconectadas a las redes de distribución, esto entre otras aplicaciones en las cuales se hace énfasis en el capítulo 5 de este documento y las cuales pueden ser desarrolladas por medio de los sistemas de almacenamiento para contrarrestar problemas en la redes de distribución actuales relacionados a la calidad de energía, problemas de frecuencia, entre otros.

2.5. Problemas de la masificación de generación Fotovoltaica

En los apartados anteriores se han descrito las bondades de la generación distribuida con énfasis en la generación de energía fotovoltaica, sin embargo, la masificación de estos sistemas de generación en las redes de distribución actuales está generando problemas de inestabilidad en las citadas redes de distribución, por ejemplo, en algunos circuitos si no existe un correcto balance entre la demanda y la generación pueden darse casos de problemas de sobrevoltaje por el exceso de generación respecto a la demanda en los horarios diurnos con mayor irradiación solar, lo que puede llevar a que sea necesaria la instalación de equipos de regulación de voltaje por parte del distribuidor para poder mantener los parámetros de calidad exigidos y que han sido mencionados anteriormente, es decir hacer una inversión extra para minimizar el impacto de dicha inestabilidad, a parte que la intermitencia de dicha generación afecta las variables de dichos circuitos lo cual puede ser particularmente crítico en cargas sensibles como industrias u hospitales, donde las exigencias en la calidad de energía deben estar por arriba de lo exigido por el ente regulador; además, en algunos escenarios las pérdidas de energía aumentan entre mayor sea la generación distribuida, claro dependiendo esto del punto de interconexión de la planta solar con la red eléctrica.

Anteriormente se ha utilizado el termino flujo inverso, el cual se define como el desbalance que existe cuando la inyección de energía en un circuito de distribución es más alta que la demanda de dicho circuito, esto se ve reflejado en valores de carga que no son reales en la operación, las intermitencias de la generación fotovoltaica influyen en la operación de los sistemas de distribución y en el dimensionamiento y análisis de coordinación de protecciones, esto puede llevar a que en un circuito con dicha problemática se tenga que modificar los ajustes de protección a esquemas especiales para tener la seguridad operativa requerida, los costos de operación del distribuidor aumentan entre más puntos de entrega de generadores tenga en un circuito ya que al momento de realizar intervenciones a la red por emergencia o mantenimientos programados se debe enviar personal operativo a que realice apertura, señalizado y bloqueo de dichos puntos de entrega para poder eliminar cualquier retorno de voltaje y cumplir con lo requerido por las reglas de oro de trabajos sin tensión.

Debido a todos los problemas técnicos mencionados en las redes de distribución debido a la masificación de los sistemas de generación PV, es necesario implementar soluciones para eliminar dichos impactos negativos y aprovechar de mejor manera el recurso solar ya que estos sistemas de generación cuentan con muchas bondades, una solución es la que se aborda en este documento, la cual es implementación de sistemas de almacenamiento de energía en baterías.

Capítulo 3: Generalidades sobre los Estudios de Interconexión de Generadores Fotovoltaicos a gran escala.

Para poder realizar la interconexión de un generador fotovoltaico a la red de distribución con potencias arriba de los 5 MW es necesario como requisito realizar el estudio de interconexión de la planta generadora, el cual determina el impacto de la generación distribuida para determinar las acciones necesarias para mantener los parámetros de calidad exigidos por el ente regulador, estas exigencias están plasmadas en el acuerdo SIGET 30-E-2011 “Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión” con fecha 13 de enero de 2011.

Un análisis de interconexión de una planta fotovoltaica a gran escala está sustentado en varios estudios, los cuales son el estudio de flujo de potencia, cortocircuito, coordinación de protecciones, armónicos y el estudio de desconexión de los inversores ante huecos de tensión, este último si bien no está normado a nivel de distribución, a nivel de transmisión si lo está, en el apartado 6.2.4. del anexo 12 del ROBCP.

3.1. Estudio de Flujo de Potencia

En este apartado se analiza la cargabilidad de equipos y línea de distribución al cual interconectar la planta fotovoltaica, así como el comportamiento de los perfiles de voltaje cumplan con la normativa de calidad vigente y de esta manera garantizar que el intercambio de potencia entre la red y la planta fotovoltaica sean los adecuados, es importante validar que la demanda mínima de la subestación o punto de entrega (en dado caso la Planta se interconecte a nivel de subtransmisión) que por lo general es en día Domingo no sea menor que la capacidad de generación de la planta fotovoltaica, ya que de lo contrario tendríamos un flujo inverso hacia la subestaciones de la distribuidora o de las subestaciones de ETESAL; también es necesario validar que no se afecte los perfiles de voltaje de los consumidores más sensibles que por lo general son consumidores industriales de altas demandas, aunque una de las ventajas de la generación distribuida es que en zonas rurales donde por lo general existen grandes distancias de líneas aéreas de distribución desde el punto de entrega o subestación de distribución al momento de

interconectar la planta los perfiles de tensión mejoran de acuerdo a la potencia inyectada a la red.

En la figura 3 y 4 se ha realizado una simulación con la ayuda del software Milsoft Windmil, uno de los softwares más utilizados para analizar flujos de carga en redes de distribución, se ha simulado una línea de distribución de varios kilómetros en la cual se interconecta un generador 1, la línea que parte de alimentador 1 registra en el punto de entrega del generador (Switch 1) un perfil de tensión como se muestra en la primera imagen de 0.975 en valores en por unidad (PU) en la fase B, este perfil es el registro más bajo de tensión, en la segunda figura se observa que con la inyección del generador los perfiles de tensión llegan a 1.009 en la misma fase; en muchos casos debido a la inclusión de la generación distribuida se tienen ventajas operativas, anteriormente en contingencias al momento de una falla en el alimentador original de una línea o de una subestación de distribución y al realizar transferencias de carga hacia otros puntos de entrega más lejanos los perfiles de tensión en los sectores más alejados disminuyen a valores por debajo de los permitidos en la regulación vigente, sin embargo con la generación distribuida si el generador logra entrar en sincronismo con el nuevo alimentador y dependiendo de la inyección, estos perfiles de tensión pueden mejorar de manera significativa a valores permitidos por la regulación vigente, a parte que como se observa en las figuras 4 y 5, la potencia de la subestación de distribución disminuye lo cual puede favorecer también al momento de absorber más demanda desde el mismo punto de entrega en caso sea requerido por alguna maniobra por trabajos de mantenimiento o falla, sin embargo está el hecho de que las fuentes de energía renovables son intermitentes como ya se ha mencionado y las fluctuaciones de potencia y de los perfiles de voltaje son una realidad.

En este apartado también se analiza como es el comportamiento de las pérdidas técnicas en la red de distribución antes y después de interconectar la planta, para los análisis de los estudios de interconexión en El Salvador se utilizan aparte del software Milsoft Windmil ya mencionado, los simuladores de circuitos ASPEN Distriview y mayoritariamente DIGSILENT Power Factory.

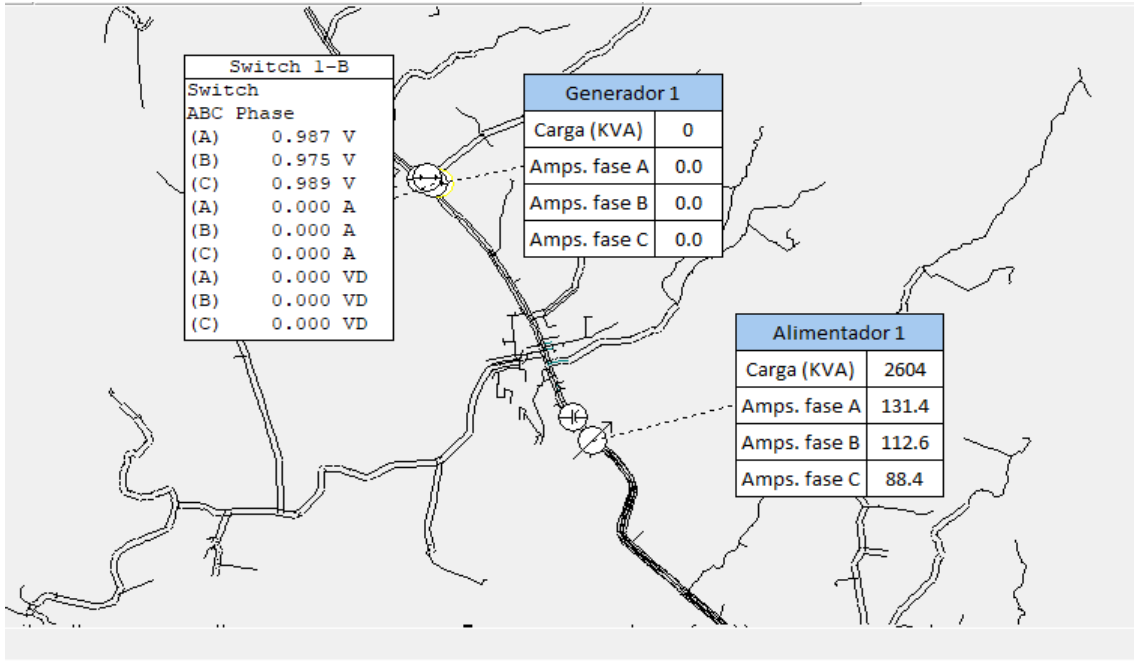


Figura 4: Simulación en Milsoft Windmil sin generador.

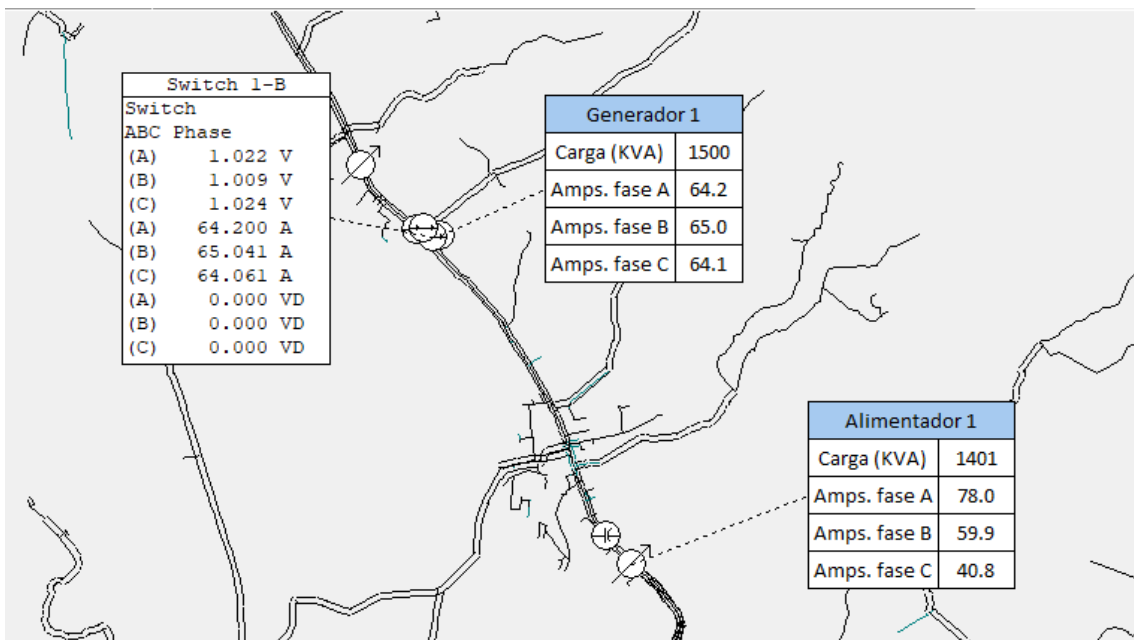


Figura 5: Simulación en Milsoft Windmil con generador.

3.2. Estudio de Cortocircuito y Coordinación de Protecciones

En este apartado se realiza el análisis de las corrientes de falla en el punto de entrega del generador y si el esquema de protecciones actual de la línea de distribución requiere modificaciones, para de esta manera garantizar que el equipo de protección de la planta fotovoltaica tenga una correcta coordinación con las protecciones de la red, además de garantizar una correcta parametrización de las protecciones, para dicho estudio se parte mediante la utilización de software de análisis como los mencionados anteriormente para realizar el cálculo de las corrientes de falla trifásicas, bifásicas y monofásicas a tierra tanto del punto de interconexión del generador como de otros puntos de interés como lo puede ser el punto de entrega de ETESAL o de la subestación de distribución, todos los cálculos se basan en su mayoría en el estándar IEC 60909 -publicación 2001, analizando los dos escenarios con y sin generación distribuida, es importante determinar en este apartado de estudio el hecho de que no se produzcan cambios de sobretensiones significativas al ocurrir fallas desbalanceadas al momento de que el generador este en sincronismo con la red; todos estos parámetros de corrientes de falla son fundamentales a considerar en los nuevos equipos de protección a instalarse considerando la capacidad de interrupción de dichos equipos.

Para el estudio de coordinación de protecciones la normativa IEEE 1547-2018 “Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces” recomienda lo siguiente:

- La unidad generadora interconectada no debe energizar el sistema eléctrico de potencia cuando dicho sistema se encuentre desenergizado.
- Después de despejada una falla transitoria en la red se recomienda que el generador se sincronice pasados 5 segundos.
- En caso de fallas en la red, el generador no debe energizar el área en el cual esté interconectado, es decir debe salir de sincronismo.
- Con la interconexión del generador los límites de la inyección de corriente armónica no deben ser más altos que los tolerables.
- Las protecciones en el generador deben dejar fuera de línea la planta al momento que el equipo de protección aguas arriba en la red de distribución opere ante fallas permanentes.

En términos de seguridad operativa las plantas fotovoltaicas deben tener protecciones que le impidan operar en modo isla, es decir inyectar cuando esté desenergizada la red, se recomienda que debido a esto se instale un equipo telecontrolado de seccionamiento en los puntos de entrega para que en caso se requiera se pueda eliminar cualquier tipo de retorno de voltaje proveniente del generador hacia la red del distribuidor.

En los proyectos fotovoltaicos a gran escala las protecciones recomendadas a implementar en el equipo de protección son aparte de las protecciones de sobrecorriente instantánea y temporizada (protecciones 50 y 51 respectivamente en nomenclatura ANSI), las protecciones de bajo voltaje y sobre voltaje (protecciones 27 y 59 respectivamente), y la protección correspondiente a baja y alta frecuencia (protección 81); cabe mencionar que para estos proyectos de generación fotovoltaica a gran escala, el equipo de protección de la subestación de la planta fotovoltaica debe tener sus lecturas de telemetría, estado del equipo y operación vía SCADA o mediante sistemas OMS (Outage Management System) para ser operado y monitoreado por parte del Control del sistema de las distribuidoras.

Es importante e indispensable que el equipo de protección del generador coordine con los equipos de protección de la red a la cual se interconecta, es decir debe coordinar con los equipos aguas arriba, el termino aguas arriba se refiere a los equipos desde el punto de interconexión buscando hacia la fuente, en la figura 6 se tiene modelada una subestación de distribución realizada en ASPEN DistriView, se han identificado dos equipos de protección R_1 y R_2 , entendiéndose el primero como la protección de la línea de distribución y el segundo la protección de la planta fotovoltaica, en la figura 7 se observan las curvas de protección para ambos equipos, de acuerdo al estándar IEEE-242-2001” Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems”, donde se recomienda que los tiempos mínimos de actuación entre curvas de protección de equipos electromecánicos debe ser un valor mínimo de 0.30 segundos ya que se establece que el tiempo requerido de apertura de los equipos es de 0.08 segundos, a esto se le suma un tiempo de sobreviaje en el cual los contactos oscilan de 0.10 segundos, por último a este total se le suma un factor de seguridad de 0.12 segundos, con lo cual da un total de 0.30 segundos de diferencial de tiempo entre curvas

de protección, en la figura 7 para el caso ejemplo de la figura anterior se tiene un diferencial de tiempo entre curvas de protecciones para valores de corriente de falla cercanas a la operación instantánea de 0.32 segundos, por lo cual se concluye que se cumpliría con los criterios de coordinación para protecciones de sobrecorriente establecidas en el estándar IEEE mencionado.

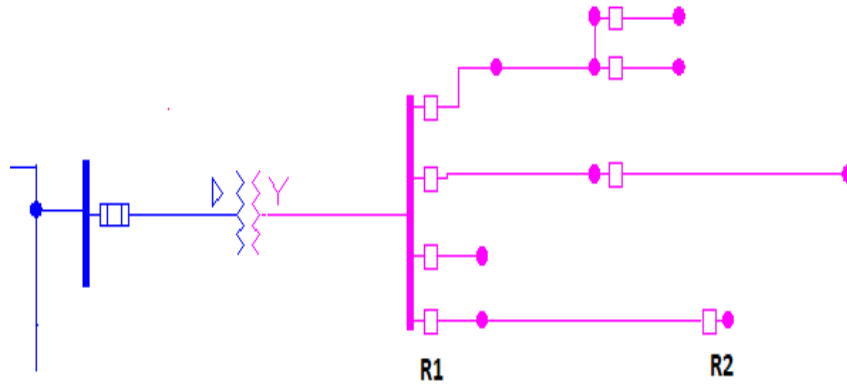


Figura 6: Ejemplo de red distribución para coordinación entre reclosers.

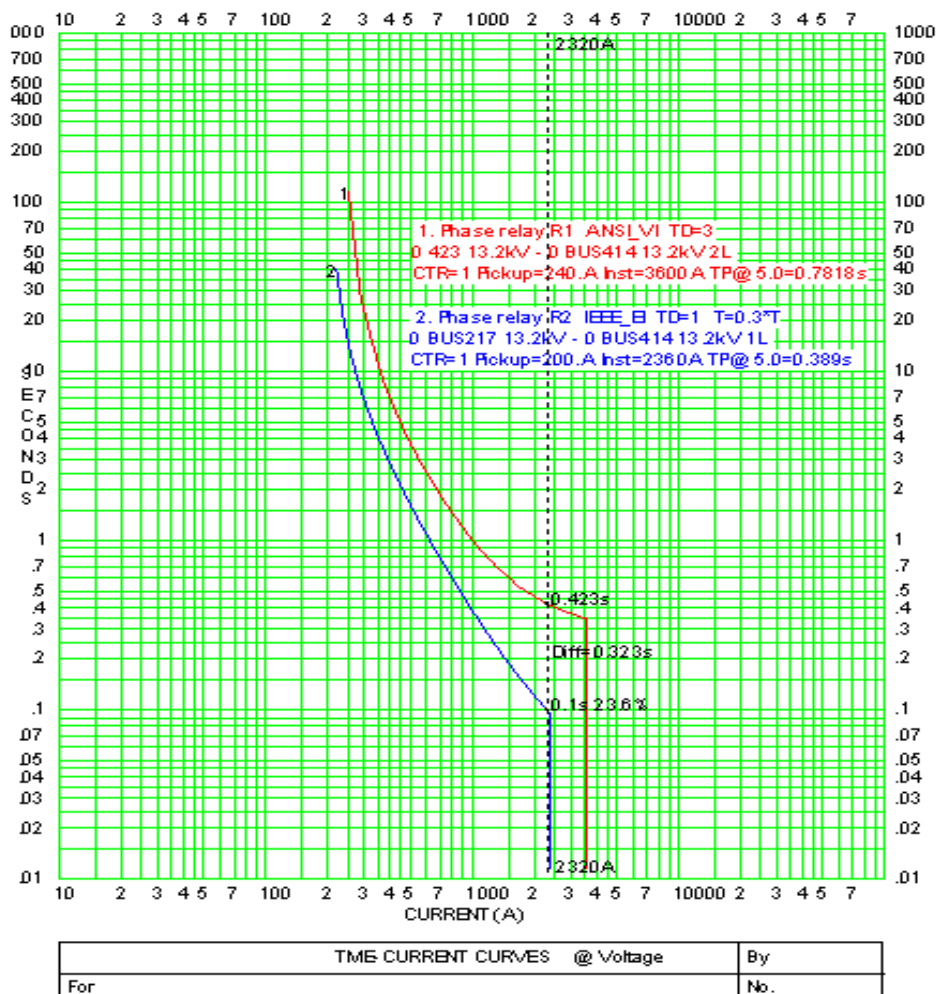


Figura 7: Curvas de protección de los equipos R_1 y R_2 .

3.3. Estudio de Armónicos

El estudio de armónicos debe determinar si se cumple con lo estipulado en las Normas de Calidad vigente (Acuerdo 192-E-2004), de manera específica en la tabla 4 se observa la máxima distorsión armónica permitida por SIGET, se debe analizar que la interconexión de la planta no cause efectos adversos de resonancia armónica; para poder realizar este estudio es indispensable obtener de los fabricantes de los inversores de la planta fotovoltaica los niveles de armónicos para realizar las simulaciones en los software de análisis ya mencionados y obtener valores de armónicos estimados en el punto de interconexión.

	Tasa de Distorsión Individual	
	Tensión %	Corriente %
2	2	10
3	5	16.6
4	1	2
5	6	12
6	0.5	1
7	5	8.5
8	0.5	0.8
9	1.5	2.2
10	0.5	0.8
11	3.5	4.3
12	0.2	0.4
13	3	3
14	0.2	0.3
15	0.3	0.6
16	0.2	0.3
17	2	2.7
18	0.2	0.3
19	1.5	1.9
20	0.2	0.3
21	0.2	0.4
22	0.2	0.3
23	1.5	1.6
24	0.2	0.3
25	1.5	1.6
THD	8	20

Tabla 4: Máxima distorsión Armónica permitida por SIGET en media tensión - Acuerdo 192-E-2004.

3.4. Estudio del Esquema de Desconexión de inversores ante huecos de tensión

En este apartado se analiza el comportamiento de los inversores de la planta ante los huecos de tensión en la red de distribución, debido a que en El Salvador no hay una normativa vigente de los límites a los cuales se debe desconectar la PFV antes un hueco de tensión, para este estudio se toma como referencia el anexo 12 sección 6.2.4 del ROBCP, el cual establece lo mostrado en la figura 8 donde al momento de tener un cero voltaje con tiempos menores a los 150 milisegundos la planta no debe desconectarse, si las caídas de voltaje son más leves por ejemplo de 0.8 en valores PU, la planta puede estar conectada hasta 3 segundos, como se representa en la figura, el área sombreada a la izquierda de la curva representa a la planta en sincronismo ante el hueco de tensión, el área en blanco a la derecha de la curva representa la desconexión de la planta posterior al tiempo definido en la curva y que depende del nivel de la caída de voltaje.

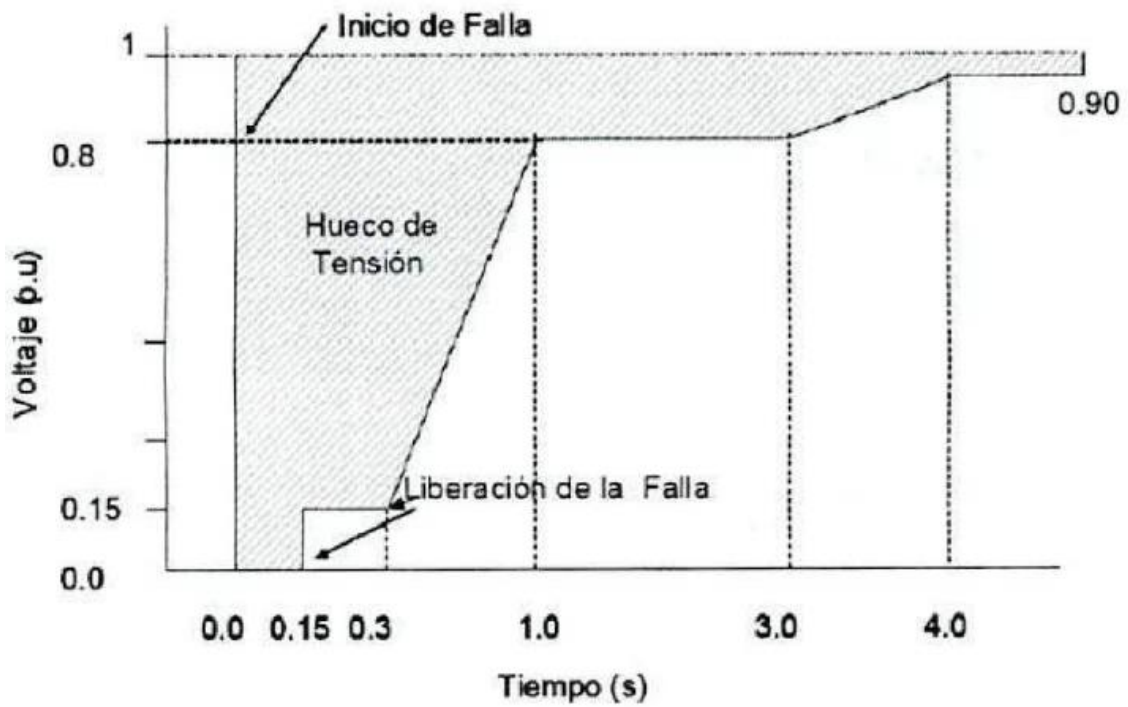


Figura 8: Límite de tensión de acuerdo al anexo 12 sección 6.2.4 del ROBCP.

La figura 8 establecida en el ROBCP está basaa en la normativa de 2008 de The German Association of Energy and Water Industries (BDEW) adecuada al sector eléctrico más dominante de la región que en este caso es el mexicano, los fabricantes de inversores toman como referencia estos parámetros para indicar que cumplen con lo mínimo requerido por dicho esquema.

Capítulo 4: Baterías como solución para el Almacenamiento de Energía

Debido a las limitantes expuestas de la interconexión de generadores fotovoltaicos en las redes de distribución, hemos expuesto la intermitencia del recurso solar en este caso para la generación de energía fotovoltaica, por lo cual a futuro se vuelve necesario estudiar los métodos actuales y nuevas tecnologías de almacenamiento de energía para implementar en las redes de distribución de El Salvador, no sólo para la integración de la energía solar sino de todos los recursos renovables en general, además de estudiar los otros beneficios que implica la implementación de las tecnologías de almacenamiento de energía en la red de distribución eléctrica, en este capítulo se exponen los principales tipos de baterías utilizados para el almacenamiento de energía como punto de partida en la profundización del tema.

Los sistemas de almacenamiento en baterías (SAEB), emplean procedimientos electroquímicos para devolver dicha energía posteriormente, estos se pueden componer de diversos materiales, de manera general su estructura es compuesta por una celda la cual es la unidad base, estas celdas pueden conectarse ya sea en serie, paralelo o de ambas formas para conseguir el nivel de tensión deseado para la batería, como se observa en la figura 9 la celda está formada por los electrodos (cátodo y ánodo) y un electrolito, el cual hace una función de conductor eléctrico.

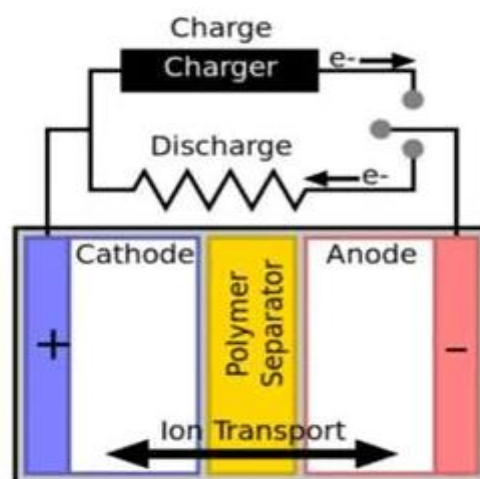


Figura 9: Reresetación de Batería. Fuente: Palladium Energy.

El principio de funcionamiento de una batería está basado básicamente en un proceso reversible llamado reducción-oxidación, donde uno de los componentes se oxida y el otro componente se reduce; por lo tanto, se trata de un proceso en el que los componentes no se consumen, sino que únicamente cambian su estado de oxidación; por otro lado, dichos componentes pueden retornar a su estado original en las circunstancias adecuadas. Estas circunstancias son el cierre del circuito externo durante el proceso de descarga y la aplicación de una corriente externa durante el proceso de carga.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, IEA por sus siglas en inglés, en la actualidad, las baterías de iones de litio son las más utilizadas al año 2016 por sobre las baterías de plomo-ácido y las de sodio-azufre como se observa en la figura 10.

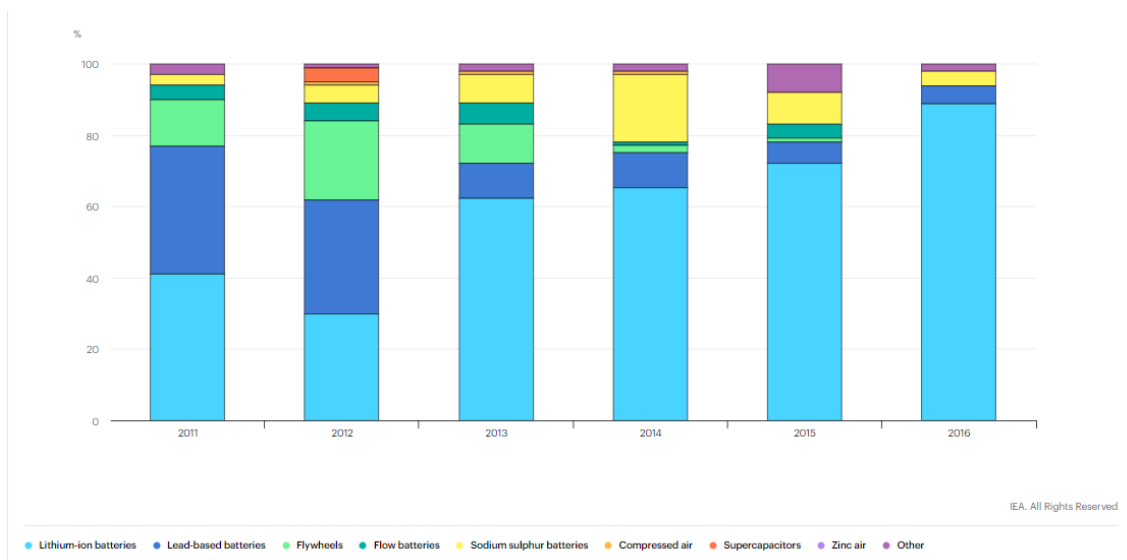


Figura 10: Tecnologías de Almacenamiento. Fuente: International Energy Agency (IEA).

4.1. Tipos de Baterías

4.1.1. Baterías de Iones de Litio

Las baterías de ión-litio están compuestas típicamente por un electrodo positivo de óxido de litio-cobalto (LiCoO_2) o fosfato de hierro-litio (LiFePO_4), el electrodo negativo por lo general está compuesto de carbón (grafito).

Durante el proceso de carga, los átomos de litio existentes en el cátodo se transforman en iones que son conducidos hasta el ánodo de carbono a través del electrolito, donde se combinan con los electrones externos hasta quedar depositados como átomos de litio en el interior de las capas del ánodo carbono y durante la descarga, el proceso que ocurre es el inverso, tal como se representa en la figura 11.

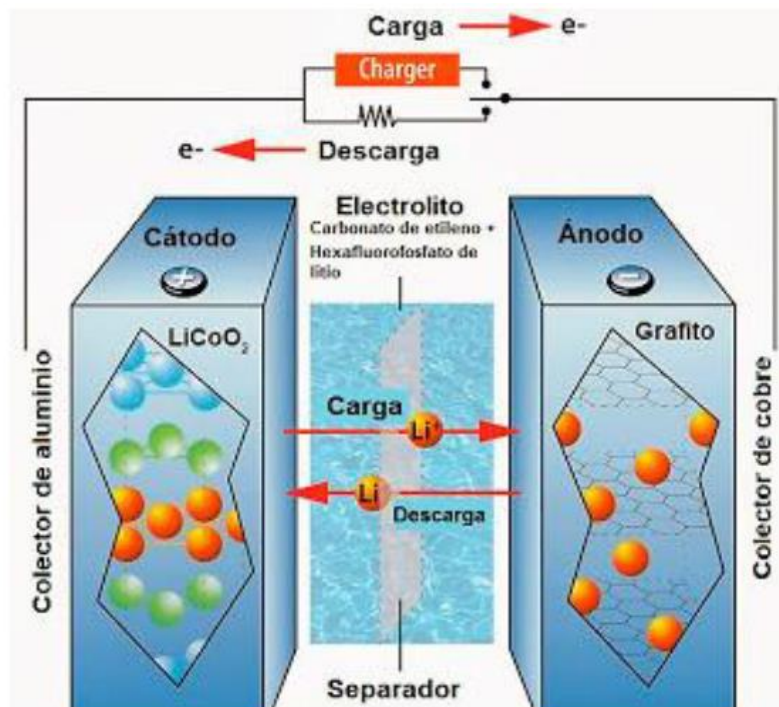


Figura 11: Funcionamiento batería Ion-Litio. Fuente: Funcionamiento de una batería de ion-litio, Martil, 2019

Esta batería tiene una alta densidad, potencia y un muy alto valor de eficiencia, el proceso de carga-descarga con ciclos de vida de hasta 4500, dentro de sus aplicaciones más comunes están las aplicaciones de regulación de tensión y la integración de energía renovable como fuentes de energía con capacidad firme, tiene ciertas ventajas sobre las demás debido a su desarrollo tecnológico a corto y mediano plazo, enfocándose en la reducción de precios de dicha tecnología ya que actualmente su costo de empaquetamiento el cual es especial es elevado sumado al costo del circuito interno de protección de sobrecargas que contiene.

4.1.2. Baterías de Plomo-Ácido

El funcionamiento de una batería de plomo-acido se observa en la figura 12, estas están compuestas por dos tipos de electrodos de plomo que se encuentran en forma de sulfato de plomo (PbSO_4) con un electrolito el cual es una disolución de ácido sulfúrico en agua, los electrodos se encuentran incrustados en una matriz de plomo metálico (Pb).

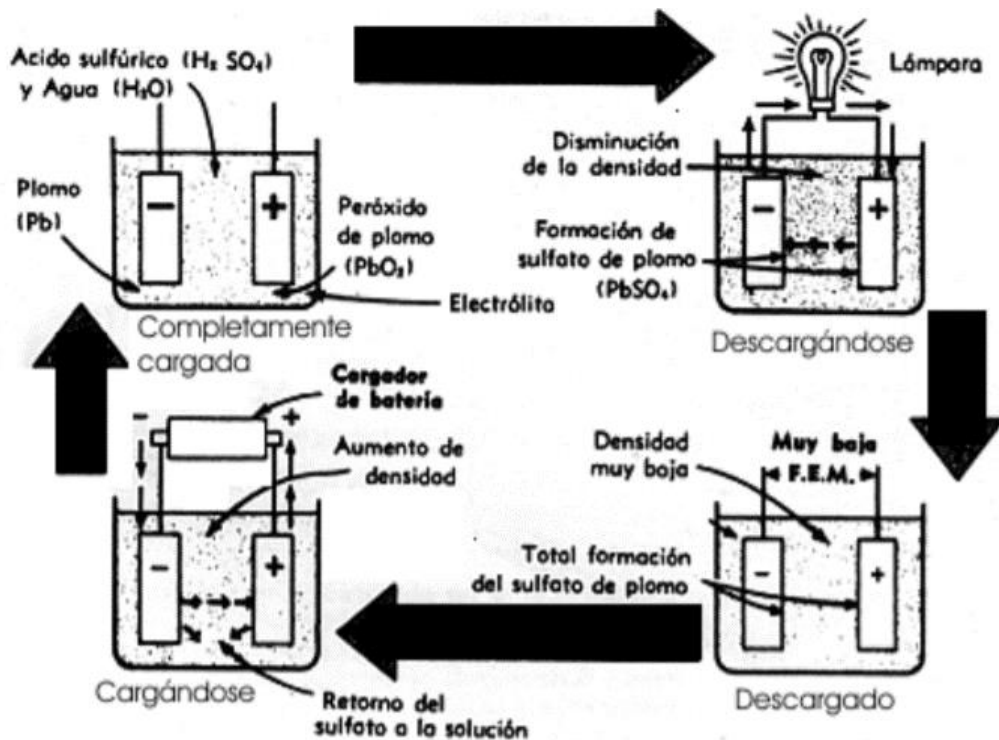


Figura 12: Funcionamiento batería Plomo-Acido. Fuente: Sapiensman, Electrotecnica.

Al momento de la descarga la corriente generada causa un cambio de condición a través de la reacción que hace que el bióxido de plomo (PbO_2) de la placa positiva, al combinarse con el ácido sulfúrico (H_2SO_4), forme sulfato de plomo (PbSO_4) y hace que el oxígeno liberado del bióxido de plomo, al combinarse con el hidrógeno liberado del ácido sulfúrico forme agua (H_2O). El plomo (Pb) de la placa negativa se combina con el ácido sulfúrico formando sulfato de plomo (PbSO_4), debido a esto la densidad del electrolito disminuye como también lo hace la tensión, hasta agotarse la reserva de energía; al momento de que se cargue el acumulador, la materia activa de la placa positiva está constituida por dióxido de plomo (PbO_2) y la materia activa de la placa negativa está

constituida por plomo metálico en estado esponjoso (Pb), en este proceso la corriente generada provoca una reacción la cual es inversa a la descarga, regresando a la condición inicial de dióxido de plomo en la placa positiva, plomo esponjoso en la placa negativa y ácido sulfúrico en el electrolito aumentando su densidad, en este caso la tensión de la batería aumenta hasta un valor que genera la separación del hidrógeno y oxígeno liberado de la placa positiva y negativa.

Las baterías de Plomo-Acido actualmente tienen un desarrollo bastante avanzado y se encuentra de manera mayoritaria establecida en la industria vehicular, sistemas de energía sin interrupciones (UPS), uso industrial, y telecomunicaciones, están siendo una de las soluciones más utilizadas para la integración de energías renovables, uno de los mayores proyectos con la utilización de este tipo de baterías ha sido la instalación de 36 MW en una planta eólica en Notrees, Texas, Estados Unidos.

4.1.3. Baterías de Sodio-Sulfuro

En la figura 13 se muestra la representación de una batería de Sodio-Sulfuro, esta se encuentra compuesta como materiales activos el azufre fundido como cátodo y el sodio fundido como ánodo, separados por un electrolito el cual es un material cerámico en estado sólido, en el cual solo pueden pasar únicamente los iones de sodio con carga positiva, durante la descarga los electrones salen del sodio, formándose iones de sodio con carga positiva que pasan a través del electrolito al electrodo positivo, estos electrones se mueven a través del circuito y vuelven de nuevo a la batería a través del electrodo positivo, donde son absorbidos por el azufre fundido para formar polisulfuro, en la carga ocurre el proceso inverso al descrito.

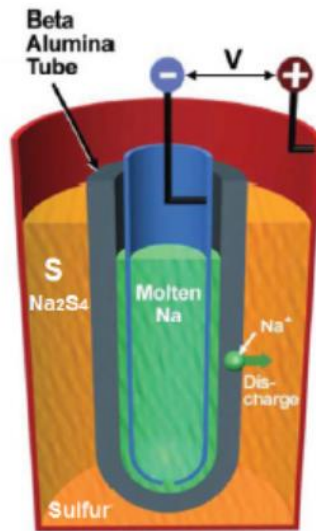


Figura 13: Representación batería Sodio-Sulfuro. Fuente: The Member journal of Minerals, Metals and Materials Society.

En la actualidad esta tecnología no está implementada al nivel de las anteriores, podría considerarse que aún se encuentra en su fase de desarrollo, hay que tomar en consideración que existen soluciones implementadas donde se combinan esta con las otras tecnologías para crear soluciones de almacenamiento de energía las cuales se consideran como híbridas por la combinación de dos o más tipos de tecnologías.

4.2. Comparativa de Tecnologías de Almacenamiento de Energía.

A continuación, se realiza una comparación de los tres tipos de baterías mencionados anteriormente, es importante mencionar que cada tipo de batería contiene sus características específicas y en base a las cuales el inversionista debe inclinarse para su diseño de sistema de almacenamiento de energía, entre estas características se encuentran: ciclo de vida, rendimiento, mínimo estado de carga, coste de instalación, costo del mantenimiento, densidad de energía, entre otras.

Característica	Sodio-Sulfuro	Ión-Litio	Plomo-Ácido
Densidad de Energía (Wh/kg)	150 - 250	110 - 160	30 - 50
Rango de Energía (MJ)	172.8×10^3	36×10^3	144×10^3
Ciclos de Vida	4500	4500	2500
Rendimiento (%)	80%	94%	90%

Mínimo estado de carga (%)	10%	10%	20%
Coste de Instalación (US\$/kWh)	347.7	646.6	439.2
Coste de Mantenimiento (US\$/kWhXAño)	3.7	3.7	2.4
Duración de Almacenamiento	Segundos-Horas	Minutos-Días	Minutos-Días

Tabla 5: Comparación de tipos de baterías para Almacenamiento de Energía. Fuente: Hernández Romero, 2016.

Las baterías de Iones de Litio tienen el mayor rendimiento en la actualidad de cerca del 94%, estas baterías han venido reduciendo su costo a lo largo del tiempo y se espera que su precio siga disminuyendo, según proyecciones se espera que las baterías de Iones de litio alcancen una eficiencia del 98% para el año 2030.

Existen otros tipos de baterías además de las mencionadas anteriormente que también cumplen con las condiciones adecuadas para su utilización, existen muchos fabricantes que están desarrollando nuevas tecnologías de baterías para almacenamiento de energía, todas variando en función de los requerimientos de mantenimiento, los ciclos de vida, los tiempos de descarga y recarga, etc.

En los apartados siguientes se profundizará acerca de las características principales de las baterías que deben analizarse para la elección del tipo de batería a utilizar en un sistema de almacenamiento de energía acoplado a una planta solar.

Capítulo 5: Aplicación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en la Generación PFV de El Salvador.

Tal como se ha de descrito en los capítulos anteriores, el modelo de red tradicional de los sistemas de distribución ha cambiado, la generación distribuida está presente en casi toda subestación de distribución y alimentador de ETESAL, abonado a la digitalización de las redes todos los cambios producidos por las energías renovables seguirán acelerándose, en este contexto los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (SAEB) están conformados además de las baterías como medio de almacenamiento que pueden ser de los tipos abordados en el capítulo anterior, por otros componentes principales como lo son el sistema de conversión de potencia el cual recibe toda la energía almacenada de las baterías en corriente directa (DC) y se encarga de transformar a corriente alterna (AC), es necesario un transformador de acoplamiento dentro del SAEB, para elevar a valores MT adecuado al nivel de tensión de la red de distribución, por último y no menos importante es necesario la unidad de automatización y control como elemento fundamental para poder realizar las aplicaciones para los sistemas de distribución, este esquema de SAEB se muestra en la figura 14.

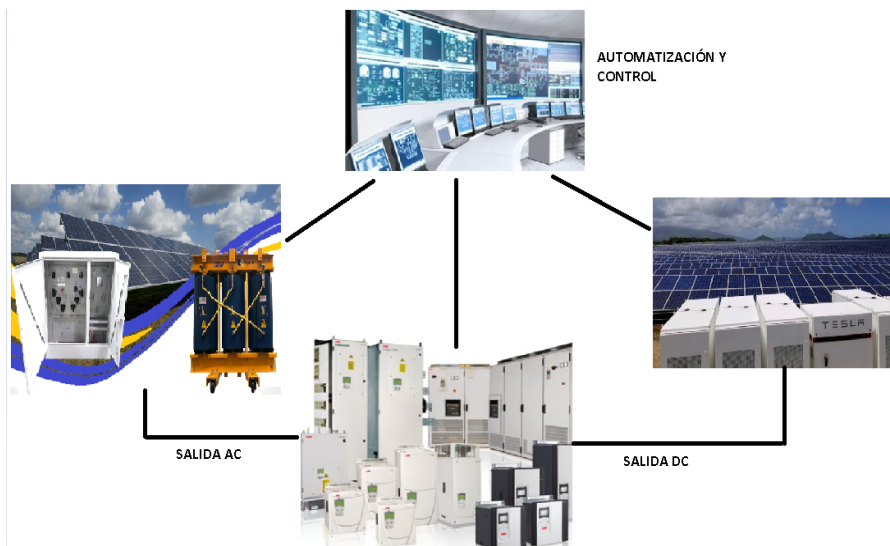


Figura 14: Representación de los componentes principales de los SAEB.

Los SAEB tienen múltiples aplicaciones, por lo general se dividen en dos grupos según su ubicación en el sistema de potencia, aplicaciones “behind the meter” las cuales hace referencia a aquellas para solventar problemas en los sistemas industriales y comerciales

de consumidores como por ejemplo la reducción de picos de demanda, incluso pequeños comercios y residenciales; el segundo grupo de tipos SAEB en el cual hace énfasis de manera mayoritaria en este capítulo, es el de aplicaciones “front the meter” el cual se enfoca en servicios auxiliares para la red de distribución y que da soluciones a varias de las problemáticas actuales de la distribución de energía.

5.1. Aplicaciones de Recorte de Demanda Pico y Nivelación de Carga

Las aplicaciones de recortes de demanda pico “peak shaving”, tienen como objetivo el reducir el pico de demanda para una operación más económica ya que se podría reducir la inyección de generación al tener una demanda más constante, por lo general estas aplicaciones podrían ser de mayor beneficio para los grandes consumidores industriales que para las empresas distribuidoras debido a que podrían reducir su facturación mensual al tener una demanda más constante reduciendo los cargos de distribución por demanda, un esquemático de esta aplicación se observa en la figura 15.

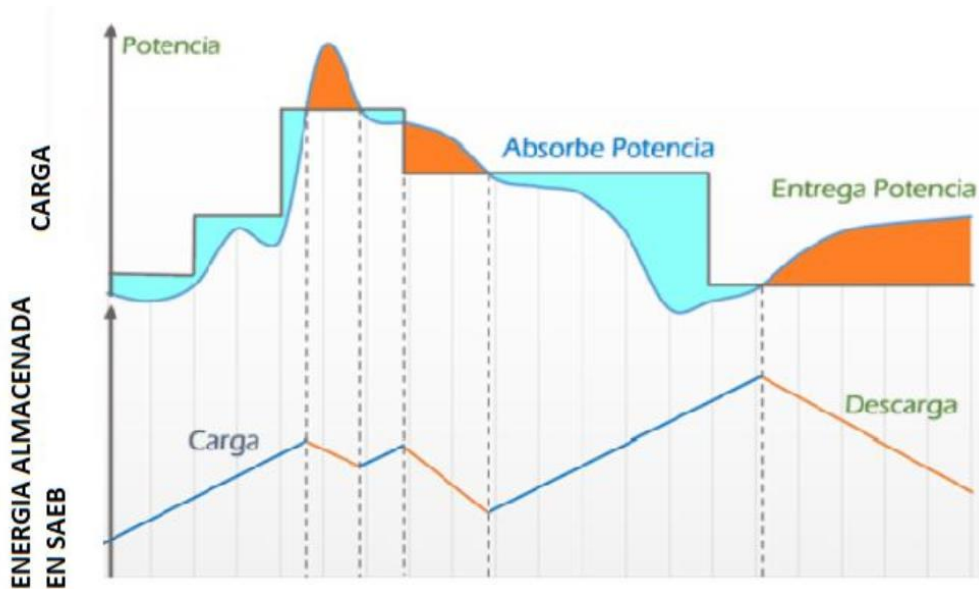


Figura 15: Esquema de aplicación Peak Shaving con baterías. Fuente: Switch Chile.

Las aplicaciones de nivelación de carga por otra parte son de gran beneficio para las redes de distribución, consiste en absorber potencia en los periodos de menor demanda por medio del SAEB y entregar dicha potencia en los periodos de máxima demanda, esto es particularmente ventajoso para las redes de distribución ya que la empresa distribuidora

por medio de esta aplicación podría reducir de manera significativa sus costos de expansión de la red, los cuales tienen costos de inversión bastante significativos e incluyen trámites legales largos de permisos para las nuevas rutas de la red, dicha problemática incluso puede llevar a que un proyecto de expansión de red no finalice con éxito o incluso su ejecución sea postergada por años. Además, con la implementación de los SAEB las empresas distribuidoras de energía logran evitar gastos para mejorar los perfiles de tensión de los circuitos rurales con la compra de equipos de regulación de voltaje o bancos de capacitores ya que los sistemas de almacenamiento pueden ser utilizados en los periodos en los cuales no se dispone de generación solar y los perfiles de tensión disminuyen debido al aumento de las cargas.

En el contexto de El Salvador, la zona Industrial del municipio de La Libertad es uno de los sectores donde se tiene la mayor demanda de carga del país debido a la gran cantidad de empresas importantes para el sector productivo y desarrollo del país, con grandes consumos relacionados a sus procesos, las aplicaciones mencionadas pueden causar impactos positivos tanto como para los consumidores en aplicaciones “peak shaving”, como para las empresas distribuidoras de la zona con aplicaciones de nivelación de carga, una solución mediante SAEB sería de beneficio para el distribuidor considerando lo complicado que podría ser una eventual repotenciación de sus sistemas de distribución en dicha zona, tomando en cuenta la gran cantidad de circuitos de distintos niveles de voltaje y de distintos participantes del mercado que se extienden en el mismo sector y lo dificultoso que resulta el gestionar permisos para el tendido de nuevos circuitos de distribución o la repotenciación de los existentes para poder suplir las demandas de dichos consumidores, mediante una aplicación de nivelación de carga, se puede tener un proceso de carga del SAEB en los periodos donde la producción es mínima o no hay producción para disponer de esta potencia en los periodos donde los procesos productivos están a tope de su capacidad como se muestra en la figura 16.

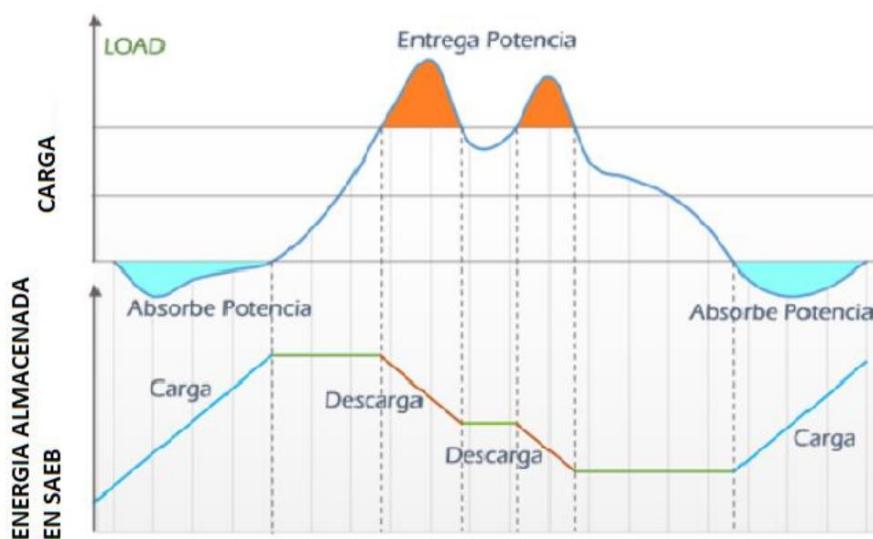


Figura 16: Esquema de Nivelación de Carga con baterías. Fuente: Switch Chile.

5.2. Aplicaciones de Regulación de Frecuencia

En los sistemas de distribución, la potencia y la frecuencia están estrechamente relacionadas, para tener una frecuencia estable de 60 Hertz la generación debe tener un balance respecto a la demanda del sistema eléctrico de potencia, cuando a nivel regional suceden eventos de fallas a nivel de transmisión en los cuales se pierde una determinada capacidad de generación que por lo general se definen por medio de etapas según la caída de frecuencia, entra en operación el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, en el cual dependiendo de su etapa se realiza la desconexión de determinada carga de distribución previamente definida, mientras más alta sea la caída de frecuencia la desconexión de carga es mucho mayor, la reconexión de dichos servicios puede durar varios minutos hasta lograr la estabilidad de generación-demanda que el sistema de potencia requiere por lo cual son grandes cantidades de consumidores y muchos procesos productivos a nivel de país que se ven afectados.

Una solución de regulación de frecuencia por medio de SAEB se observa la figura 17, se implementa para dar una respuesta rápida ante las caídas de frecuencia, cargándose cuando el sistema es estable y descargándose cuando la red lo requiere para estabilizar la relación entre oferta-demanda, estos son proyectos a gran escala para un servicio

complementario, es necesario que el país tenga una normativa clara y con procesos de licitación para ejecutar dichos proyectos, son una solución de respuesta rápida ante dicha problemática y se pueden reducir grandes cobros por energía no servida.

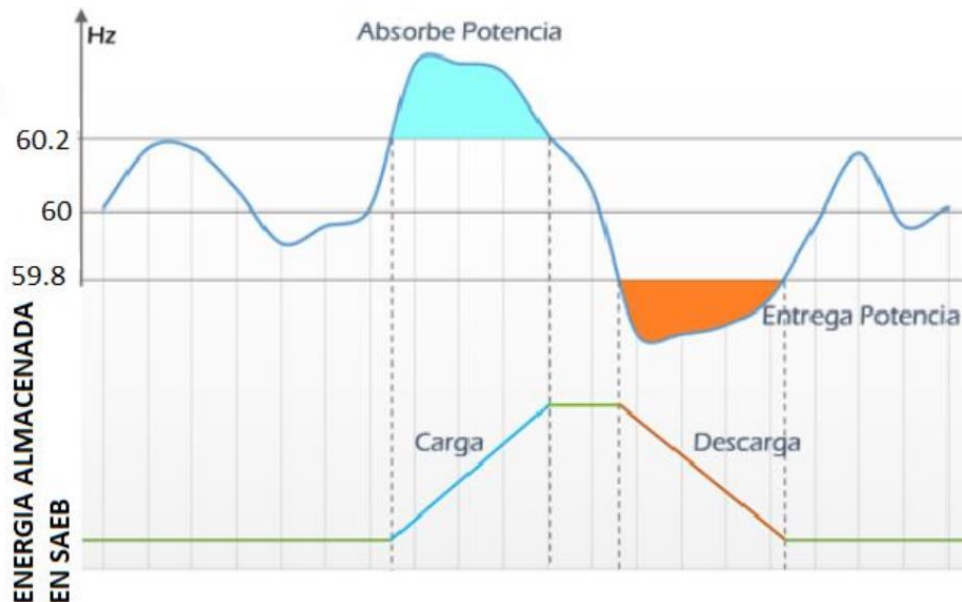


Figura 17: Esquema de Regulación de Frecuencia con baterías. Fuente: Switch Chile.

Es importante mencionar que en el caso de una falla que ocasiona la salida de operación de un generador y que provoca inestabilidad de frecuencia en todo el sistema eléctrico, para una aplicación SAEB los tiempos de respuesta son mucho más rápidos que los de un generador síncrono para entrar a apoyar el sistema, esto ya que el generador debe pasar por una etapa de sincronismo con la red eléctrica que es más tardada, para un SAEB el tiempo de sincronismo con la red se cumple en segundos ó milisegundos según como permita configurarlo en control y automatismo del sistema, por lo cual la estabilidad entre generación y demanda se puede lograr en mucho menos tiempo al implementar un SAEB, consiguiendo así normalizar los valores de frecuencia de la red eléctrica.

5.3. Aplicaciones de Regulación de Voltaje (Power Quality)

El aumento de demanda en un sistema de distribución es un indicativo de desarrollo, muchas empresas aumentan sus demandas a raíz de una expansión en sus procesos

productivos, las maquinarias de estos procesos requieren altos estándares de “power quality” en donde un hueco de tensión de la red de distribución pueden significar la parada de producción de algún proceso y la pérdida de miles de dólares e incluso daños de equipos, con esta creciente demanda si las redes de distribución no se expanden al mismo ritmo se puede llegar a un escenario en el cual no se pueda brindar perfiles de tensión de voltaje estables ya sea en condiciones de redes normales o en peores condiciones durante alteraciones de redes debido a maniobras de transferencias de carga,

Los SAEB son capaces de entregar tanto potencia real como reactiva a la red de distribución, por lo cual resultan una solución como herramienta de control de voltaje para estos eventos de corta duración como se observa en la figura 18 ya que el sistema es capaz de absorber e inyectar potencia real y reactiva, de esta manera se tiene una solución con una rápida respuesta ante estas fluctuaciones protegiendo equipos de empresas y evitando paro de procesos productivos y mejorando la calidad de la red en general.

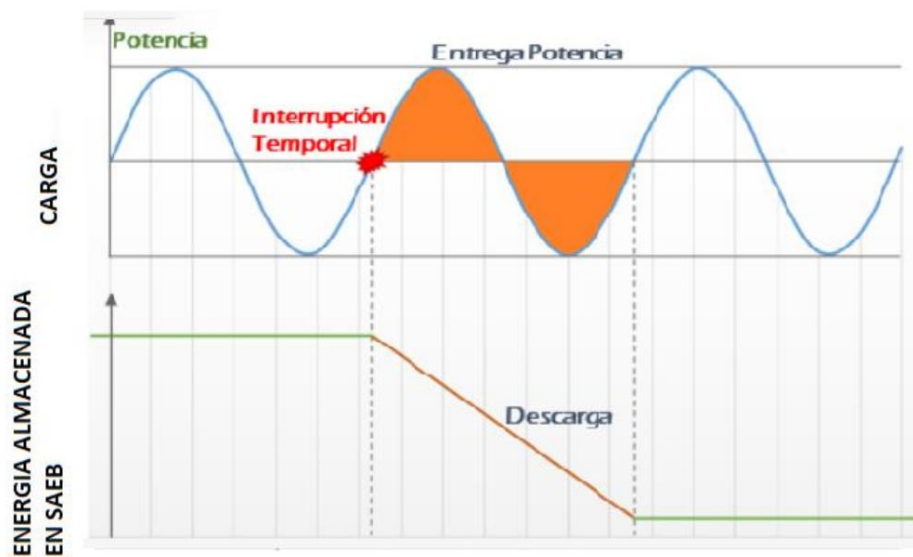


Figura 18: Esquema de Regulación de Voltaje con baterías. Fuente: Switch Chile.

Los SAEB también pueden ser utilizados para disminuir el desbalance entre fases de los sistemas de distribución, reduciendo de esta manera las pérdidas de energía en las redes.

5.4. Aplicación de Reserva Rodante

Los SAEB también son utilizados para mantener la continuidad del suministro ante interrupciones de corta duración similar al trabajo de un UPS, esto en fallas a nivel de transmisión, no aplica para distribución, aunque no durante tanto tiempo, como se observa en la figura 19, la respuesta puede ser durante milisegundos evitando que pueda haber interrupciones durante fallas transitorias, también se pueden utilizar al momento de una pérdida de generación para evitar una inestabilidad en el sistema, inyectando a la red la potencia requerida en sustitución de la necesidad de tener generadores de respaldo rotando.

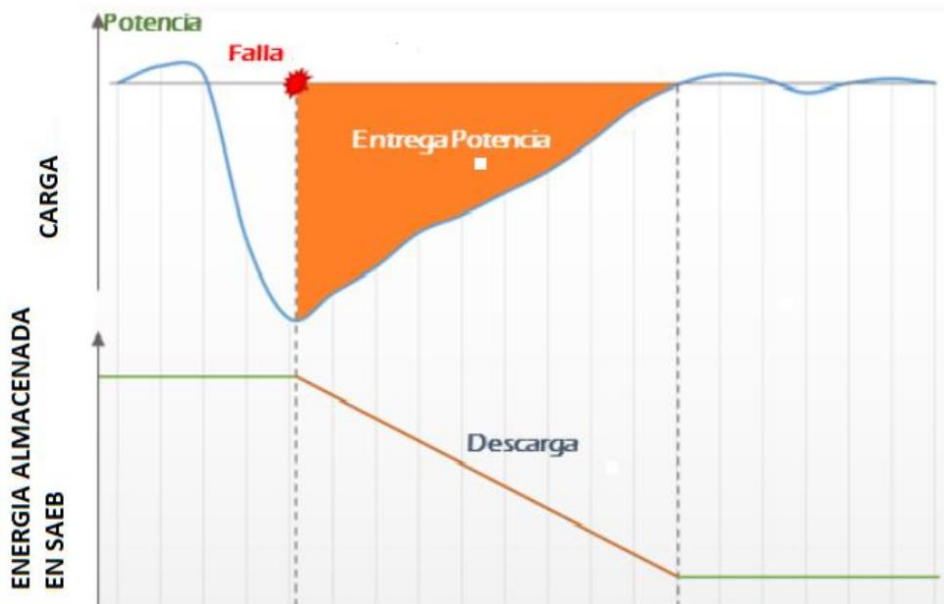


Figura 19: Esquema de Reserva Rotante con baterías. Fuente: Switch Chile.

Las aplicaciones del tipo UPS pueden resultar útiles y son un agregado de confiabilidad a la red de transmisión, para llegar a un sistema cero interrupciones para subestaciones críticas, como lo pueden llegar a ser circuitos que alimentan zonas de hospitales u otras operaciones de carácter crítico, además se reduce la dependencia de que las fuentes de generación estén listas y en línea para usarse.

5.5. Integración de Energías Renovables con SAEB

Una de las soluciones para contrarrestar la intermitencia de la generación con energías renovables es la utilización de SAEB, si bien es cierto la generación mediante el recurso solar puede resultar muy atractiva por ser energía limpia y gratis, las empresas

distribuidoras se enfrentan al desafío de reducir la inestabilidad del sistema debido a la interconexión de generación distribuida, en la figura 20 se observa una representación general de la función del SAEB para regular las variaciones de potencia controlando las variaciones de la rampa lo que conlleva a eliminar las variaciones de potencia y voltaje del sistema.

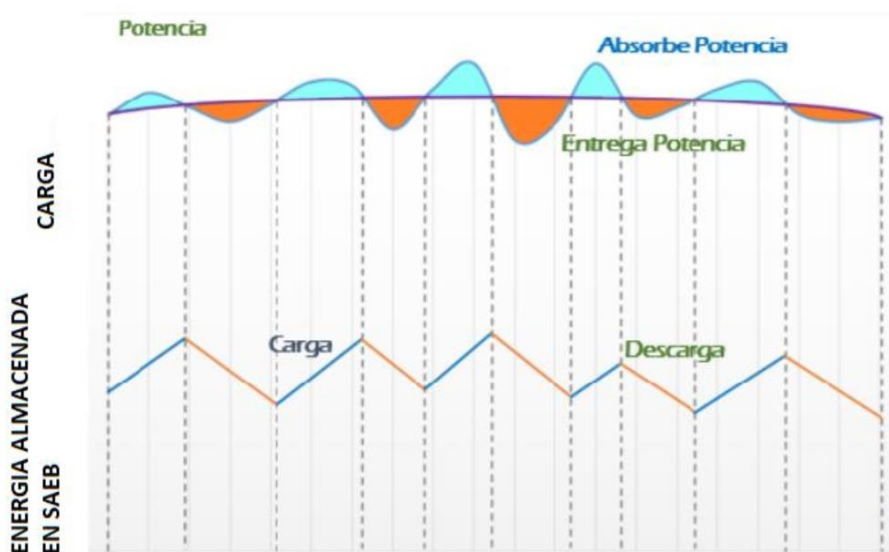


Figura 20: Esquema de Integración de Energías Renovables utilizando baterías. Fuente: Switch Chile.

Las aplicaciones “smoothing” o de suavizado de la curva de demanda son requeridas en el contexto de que entre mayor penetración se tenga de las energías renovables del tipo solar o eólico, existe una mayor fluctuación entre la generación y la demanda como se mencionó en el apartado de las aplicaciones de regulación de frecuencia, en ocasiones en circuitos con demandas industriales en los cuales hay generadores fotovoltaicos conectados, en tiempos vacacionales donde sus procesos productivos se detienen, se puede obligar a dicho generador a trabajar a una potencia mucho menor de su diseño para tener la estabilidad requerida del sistema, un requerimiento que puede realizar la Unidad de Transacciones (UT) en tiempo real en coordinación con el operador de las distribuidoras para que este a su vez gestione con el operador de dicha planta fotovoltaica, Con el fin de solucionar esto se pueden llegar a utilizar un SAEB para que el generador actúe a su potencia de acuerdo al recurso y no limite su generación ya que esta puede ser almacenada y utilizada según se requiera, dando seguimiento a la curva de demanda del sistema, las baterías a utilizar para estas aplicaciones deben tener una alta capacidad de

ciclos de carga y descarga, considerando las fluctuaciones entre generación y demanda de los sistemas actuales.

Otra de las formas de integrar la generación renovable mediante la utilización de SAEB es con el proceso conocido como “supply shift”, el cual consiste en almacenar el excedente de potencia de un generador y utilizarlo en el proceso de descarga en los periodos donde no se dispone de dicho recurso y la demanda aumenta, por ejemplo en un alimentador en el cual la mayoría de demanda es residencial, el máximo de su curva de demanda puede ocurrir entre las 18:00 y las 20:00 horas del día, periodo de tiempo en el cual ya no se dispone del recurso solar, por lo cual para estos alimentadores se adecua una solución de este tipo para almacenar el excedente de la potencia generada del día y utilizarlo en horas nocturnas, trabajando el generador sin limitantes de potencia.

5.6 Micro Redes

Una micro red se puede definir como el conjunto de generación distribuida y cargas, la generación ya sea térmica o de fuentes renovables y las cargas ya sean residenciales o de tipo industriales, los cuales son operados de manera coordinada y que pueden interconectarse a la red según se requiera o en modo isla reduciendo la dependencia a los sistemas de distribución o transmisión llevando directamente la energía a los consumidores, este concepto se representa en la figura 21.

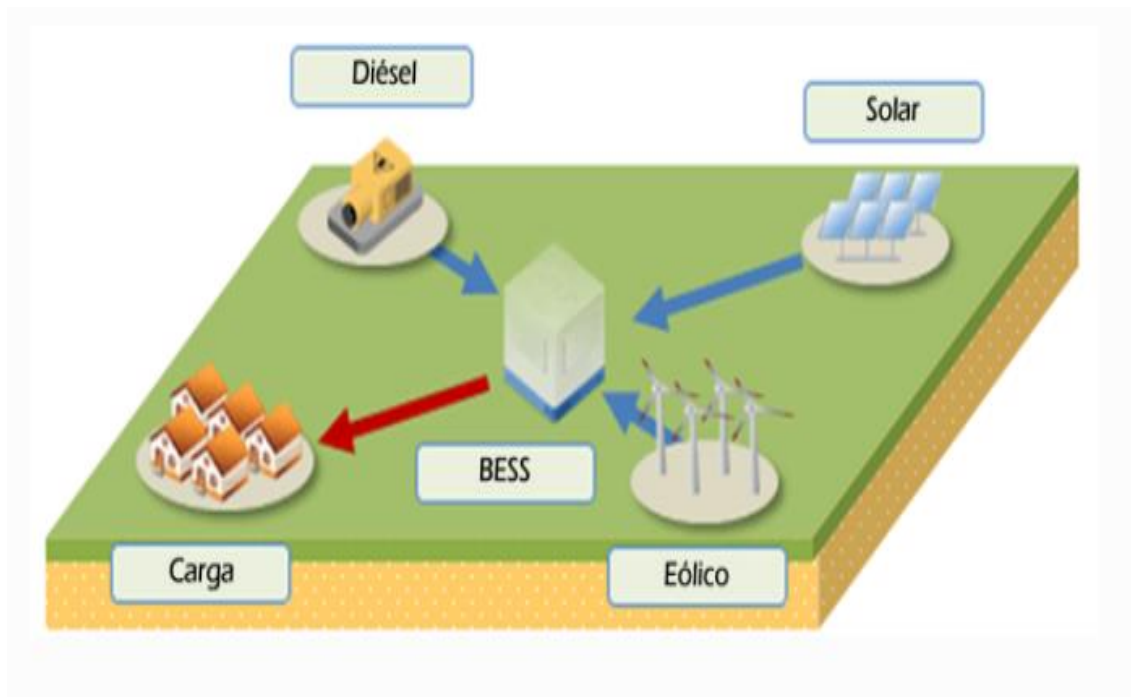


Figura 21: Esquema de Micro red. Fuente: Switch Chile.

Uno de los factores que justifica la aplicación de micro redes son los casos en los cuales el circuito de distribución es radial y tiene una gran cantidad de usuarios al final de dicho circuito, en caso de tener falla en la protección del circuito, estos no tienen contingencia hacia otros puntos de entrega para realizar una recuperación de carga a la brevedad, por lo cual es justificable en este caso tener una micro red intencional para alimentar dichos usuarios y no tenerlos sin suministros por tiempos demasiados prolongados, en nuestro país existen bastantes casos de alimentadores en estas condiciones radiales de operación, por ejemplo en las zonas costeras del punto de entrega de ETESAL en ACAJUTLA, en los cuales podría ser aplicable esta solución, aprovechando el recurso solar de la zona, también es aplicable de manera ideal para zonas remotas como islas, por ejemplo las islas de Meanguera y Conchagüita en la región oriente de El Salvador, en los cuales una reparación de un tramo de cable submarino puede llegar a significar muchas horas sin el suministro de energía para los habitantes de la zona, de hecho tales infraestructuras de la red pueden ser sustituidas por este tipo de aplicaciones, aprovechando el recurso natural que provea energía para su almacenamiento.

Otro de los motivos para aplicación de una micro red es en el contexto de que se tengan alimentadores a nivel de transmisión saturados con generación fotovoltaica, en los cuales

al interconectar un nuevo generador su demanda mínima esté muy por debajo de la inyección de los generadores en dicho punto de entrega.

A demás de los motivos mencionados anteriormente para la aplicación de micro redes, también puede influir otros factores como es el caso de tener cargas críticas en un alimentador, las cuales no pueden verse interrumpidas por periodos prolongados de tiempo y se diseña la red de tal manera de tener un sistema aislado tipo micro red intencional para no afectar dichas cargas, otros de los motivos puede ser también lo complicado y costoso que puede llegar a ser realizar una expansión de red para contingencias ante fallas, esto en los casos que hubiera una mínima posibilidad para realizar dicha expansión de red, la micro red presenta una solución para dar un esquema de contingencias en la operación de rápida respuesta, a futuro otra de las razones para la implementación de una micro red, puede ser el que estas pueden ser utilizadas como puntos de carga para vehículos eléctricos, esto pensando en el mediano-largo plazo del panorama de la industria del transporte a nivel mundial.

En el contexto de una falla en la red de distribución, para las micro redes intencionales la transición a modo isla debe darse en un tiempo bastante corto, en caso de ser una micro red de generación fotovoltaica los inversores deben estar en línea para realizar dicha operación, cuando el sistema detecte que la falla ha sido despejada, se puede entrar nuevamente al sistema de distribución o transmisión, esto sin que los usuarios perciban la falta de suministro, por este motivo y los ya mencionados, en la actualidad se considera a las micro redes la smart grid del futuro, sistemas sin interrupciones en las redes de distribución y transmisión.

Claramente los SAEB son una parte fundamental para estas aplicaciones que son las smart grids del futuro y para la integración de las energías renovables, reduciendo los efectos negativos que pueden llegar a tener en las redes de distribución y transmisión la masificación de las energías renovables, el objetivo principal es que las redes del futuro sean más limpias, eficientes, resilientes y robustas, con la menor afectación de carga posible ante fallas de los elementos de la red o en caso de eventos fortuitos.

CAPITULO 6: Metodología de Dimensionamiento para Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías para PFV en la red de Distribución.

Un sistema de almacenamiento de energía debe comprender etapas muy importantes como el control automatizado, el sistema de conversión de potencia ó inversor, un transformador de acoplamiento y el medio de almacenamiento el cual es representado por las baterías, esto tal y como se mencionó en el capítulo anterior, en este capítulo se pretende profundizar en el medio de almacenamiento de todo el sistema y en cómo se hace el dimensionamiento con las diferentes configuraciones de conexión de baterías, por lo cual se cubre el análisis de los parámetros y características de las baterías que son importantes conocer para el desarrollo de los SAEB, los tipos de conexiones que son utilizados, y se mencionan ejemplos de dimensionamiento.

6.1. Parámetros y características de las baterías

Al momento del dimensionamiento y selección de una batería, se debe tener claro que el objetivo es realizar un balance entre el costo de la batería, el rendimiento y la vida útil que pueda tener, tomando en cuenta la aplicación o aplicaciones para las cuales pensamos utilizar el SAEB, las cuales fueron descritas en el capítulo anterior, tomando en cuenta las inversiones en cuanto al almacenamiento, mantenimiento y operación inherentes a dicho SAEB.

Como punto de partida para el dimensionamiento debemos conocer los parámetros de carga y descarga, vida útil, rendimiento, operación y mantenimiento, voltaje y otras variables eléctricas relacionadas a las baterías, las cual se describen a continuación.

6.1.1. Capacidad de la batería

La capacidad de una batería se define como la máxima energía que puede entregar durante su ciclo de descarga, debido a que el voltaje de una batería varía entre su ciclo de carga y descarga dependiendo del proceso de aplicación, la capacidad de una batería se mide comúnmente en Amperios-Hora (Ah) o en términos de potencia watts-Hora (Wh) o

Kilowatts-Hora (kWh), una batería tiene su capacidad nominal proporcionada por los fabricantes, sin embargo la capacidad real es un porcentaje de esta capacidad nominal y depende en gran medida de su tiempo de uso, los regímenes de carga y descarga e incluso de la temperatura de almacenamiento.

6.1.2. Eficiencia de la batería

La eficiencia de una batería se define la razón entre la energía empleada para cargar la batería y la realmente almacenada, es decir una eficiencia ideal sería que toda la energía empleada para cargar una batería sea utilizada en su descarga, lo cual se define también como eficiencia coulombica, la eficiencia total se obtiene multiplicando la eficiencia coulombica por la resistencia debido a la temperatura y por la resistencia óhmica, la primera es debido a que las baterías a temperaturas bajas disminuyen su eficiencia y la segunda se refiere a las pérdidas debido a las resistencias internas.

6.1.3. Velocidad de descarga

Es un término para definir la capacidad de una batería, ya que, si una batería realiza su ciclo de descarga demasiado rápido, la energía entregada es menor debido a que al acelerar el proceso, esto genera calor lo cual conlleva a pérdidas de energía, por lo cual, si el proceso de descarga es mucho más lento, la energía entregada es mayor.

Por ejemplo, en la figura 22 se observa la hoja de datos de una batería de plomo ácido de ciclo profundo y con electrolito líquido (húmeda), del fabricante norteamericano “Rolls Battery Engineering”, el modelo es S6 145, es una batería de 6 Voltios y 3 celdas, es decir que cada celda es de 2 voltios, el fabricante también proporciona datos generales como el peso del producto y sus dimensiones como se puede apreciar en la figura.

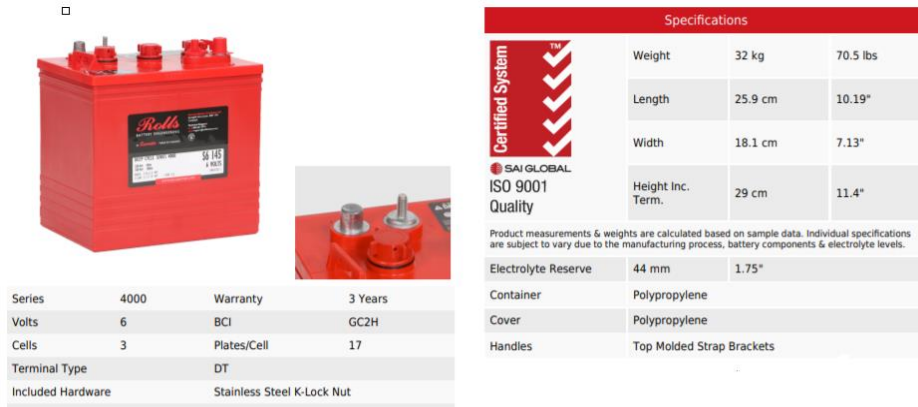


Figura 22: Hoja de datos batería Plomo-Acido S6 145. Fuente: Rolls Battery.

En la figura 23, se observa parte de la hoja de datos donde se especifica la capacidad de la batería, en lado izquierdo de la figura se especifica como varía la capacidad según el tiempo de descarga, como se observa la máxima capacidad de 320 Ah se entrega a una descarga de 100 horas y la mínima es 100 Ah a un tiempo de descarga de 1 hora; en la gráfica del lado derecho de la figura 22 se observa como varia el voltaje según el porcentaje de descarga de la batería, para una celda cargada al 100% el voltaje que se tiene es de 2.10 V y para el caso que completamente descarga el voltaje es de 1.75 V, no es un valor de cero como podría llegar a pensarse.

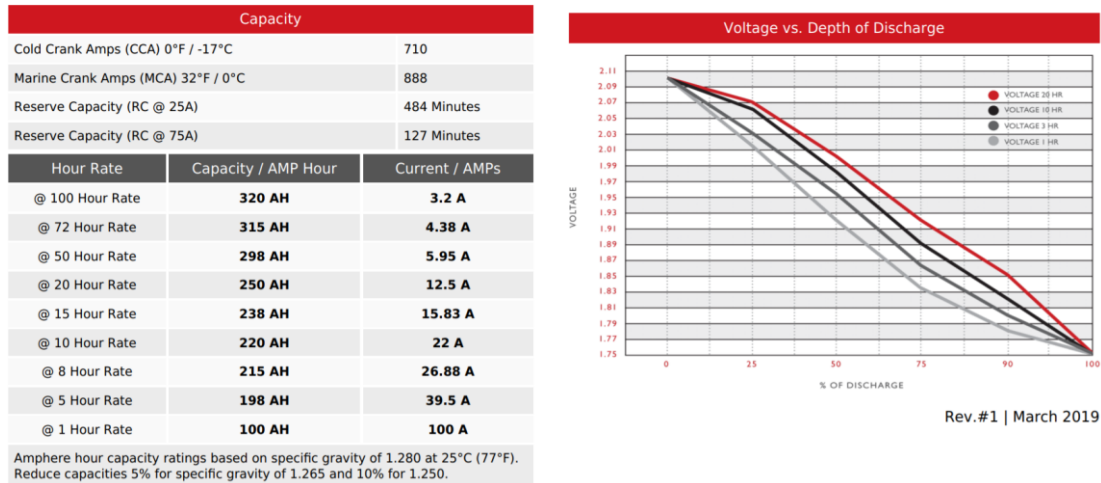


Figura 23: Capacidad de batería y variación de voltaje S6 145. Fuente: Rolls Battery

Algunos fabricantes comparten la información de la figura anterior de otra manera, por ejemplo, si el fabricante sólo proporciona un dato de capacidad en Amperios-hora, esto en el estándar en la industria significa que está dando un valor para un tiempo de descarga de 20 horas, en la figura 24 se observa de la hoja de datos de una batería de iones de litio

LIR18650 de una capacidad de 2600mAh en una descarga de 20 horas del fabricante Ineltro Electronics, cada color de la curva representa el ciclo de descarga a un determinado tiempo, por ejemplo un tiempo de descarga de 20 horas es representado como los fabricantes como 0.05C, para el caso de la curva de 0.2C representa una descarga de 5 horas y 0.5C una descarga de 2 horas, con la misma lógica 2.0C representa a una descarga más rápida de 0.5 horas, es decir el multiplicador en la C divide a la unidad y a un valor más chico de este conlleva a un mayor valor del ciclo de descarga, en esta figura se representa de manera gráfica lo mencionado anteriormente, se puede observar una mayor capacidad de la batería si el ciclo de descarga es más lento (curva 0.2 C) y la capacidad es menor, a un valor del 85% de la capacidad nominal si la descarga se realiza en 0.33 horas (3.0C), es importante en caso se tenga dudas sobre las representaciones de las curvas características de las baterías realizar las consultas correspondientes a los fabricantes.

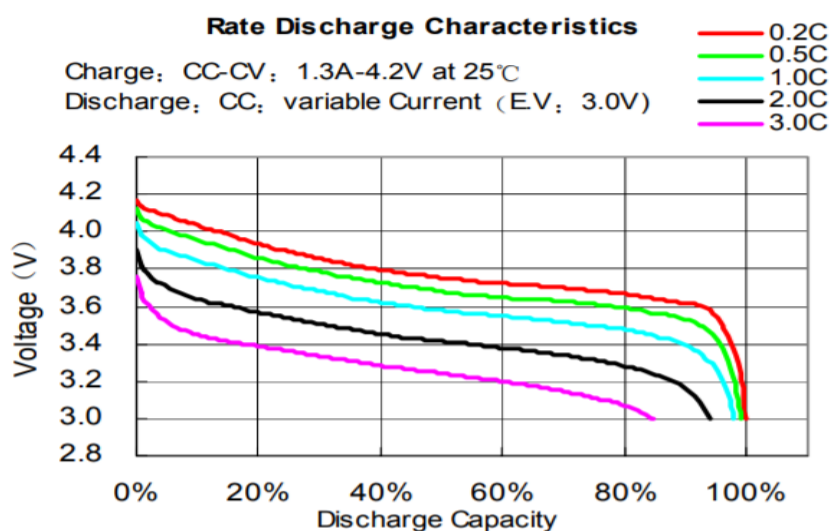


Figura 24: Voltaje de una batería de iones de litio LIR18650 respecto a su tiempo de descarga.
 Fuente: Ineltro Electronics.

Todo fabricante decente en la industria debe incluir también el dato de cuanto afecta los ciclos de carga y descarga con el pasar del tiempo a una batería en la capacidad real a entregar, por ejemplo, en la figura 25 se observa la misma batería LIR18650 de Ineltro Electronics, en la cual posterior a 300 ciclos de trabajo su capacidad se ha reducido en un 80% respecto a su valor inicial.

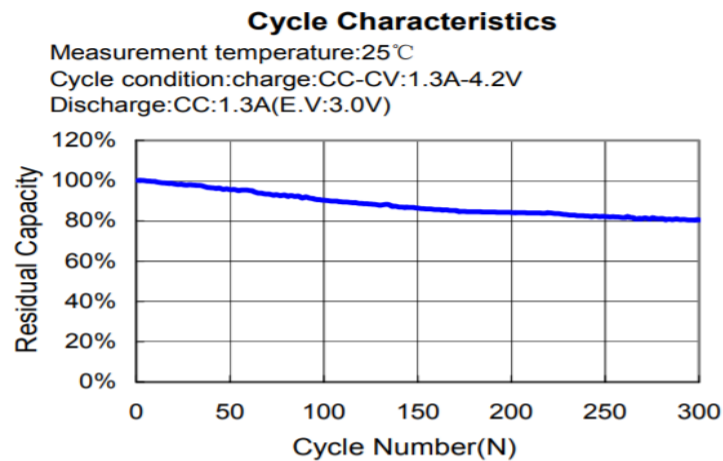


Figura 25: Capacidad de una batería vs número de ciclos. Fuente: Ineltro Electronics.

6.1.4. Recarga de una batería

El mecanismo de recarga de la batería depende del tipo de tecnología, y es de suma importancia para que la vida útil de la batería se prolongue de acuerdo a lo indicado por el fabricante, en la figura 26 se representa de manera resumida el mecanismo de recarga para una batería de plomo-acido, en su primera fase conocido como “Bulk Charge” se aplica una corriente constante, usualmente entre el 10% y el 20% de la capacidad nominal de la batería o del banco de baterías, debido a que la batería se encuentra descargada el voltaje es bajo, se aplica la corriente constante hasta que alcanza el voltaje deseado, en este fase la batería recupera un 80% de su capacidad; en la segunda fase de recarga, conocida como fase de Absorción el objetivo es mantener el voltaje constante disminuyendo de manera progresiva la corriente, el tiempo que transcurre en esta fase está controlado mediante un tiempo definido, al finalizar esta fase se entra en la de flotación, en la cual las baterías requieren un cierto nivel de voltaje para mantenerla cargada a un corriente bastante baja; finalmente en un periodo de cada 60 a 180 días se realiza la etapa de eculización, en la cual se aumenta el voltaje a un valor recomendado por el fabricante por varias horas, en esta etapa el electrolito se calienta y esto ayude a que no se estratifique mezclándose por la convección, con el objetivo de reducir la sulfatación.

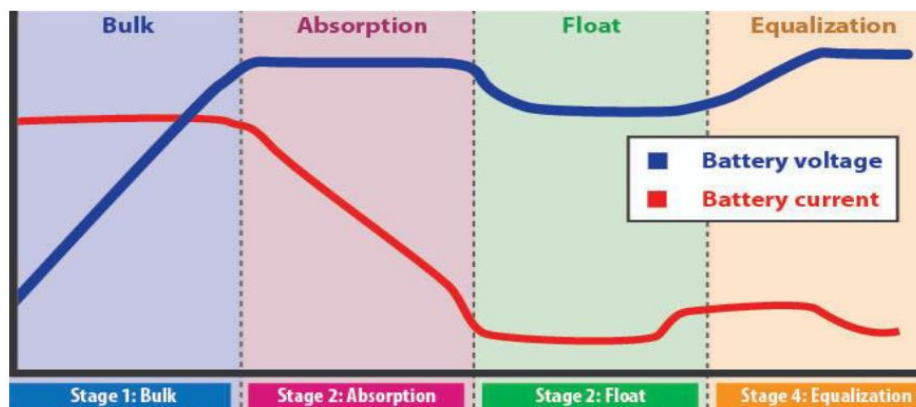


Figura 26: Mecanismo de recarga para baterías de plomo ácido. Fuente: Chargetek.

6.1.5. Profundidad de descarga

La profundidad de descarga depende del tipo de tecnología, por ejemplo una batería de iones de litio puede entregar prácticamente su totalidad de energía, sin embargo una de plomo-ácido no pueden descargarse en su totalidad, tienen un límite definido por el fabricante y si se sobrepasa este valor la batería puede dañarse; por lo general para definir este parámetro se utiliza el término “Depth Of Discharge” (DOD), si una batería como por ejemplo algunas de las más actuales de iones de litio puede descargarse en su totalidad eso implica que tiene un DOD de 100%, si por ejemplo una batería entrega un 30% de su capacidad total, su DOD es de 30%, en el apartado 6.1.3 se observó cómo varía la vida útil de una batería conforme su uso, es decir según los ciclos de recarga-descarga que tenga, sin embargo la profundidad de descarga también tiene relación en cuanto a la vida útil de una batería.

Por ejemplo, en la figura 27 muestra una representación gráfica de lo mencionado, realizado por “Solar Choice”, donde se puede observar que para un DOD mayor la cantidad de ciclos que puede dar la batería es menor, por lo cual dependiendo de la aplicación es más conveniente que la profundidad de descarga sea lo menor posible, por lo cual en el diseño de un SAEB es importante escoger la capacidad adecuada del banco de baterías para prolongar la vida de este teniendo una menor profundidad de descarga.

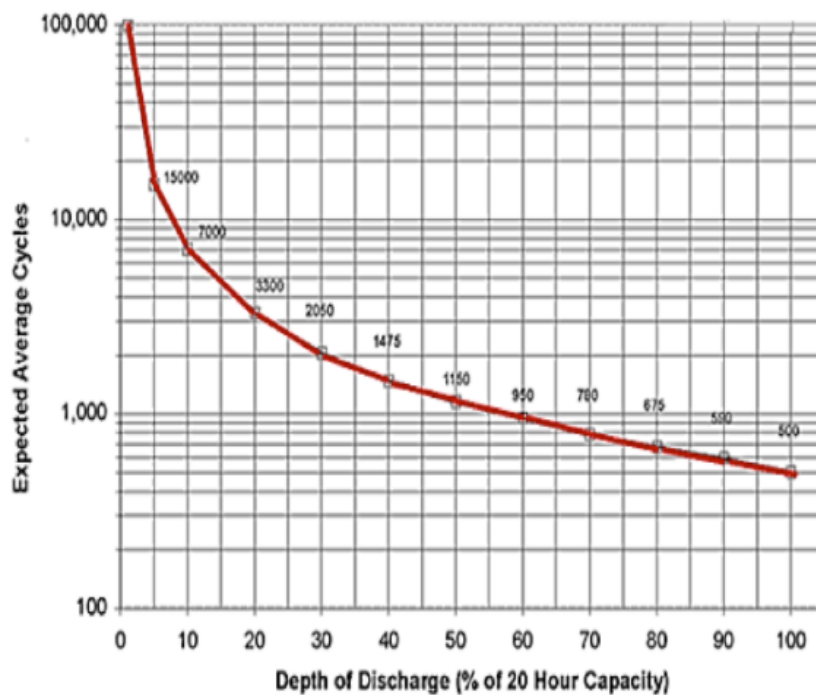


Figura 27: Ciclo de vida vs DOD. Fuente: Solar Choice.

6.2. Tipos de Conexiones de Baterías para los SAEB

Los tipos de conexiones del sistema de baterías dependen del voltaje al cual son conectados y además de la energía que se pretende almacenar, a continuación, se mencionan las configuraciones que se pueden utilizar con el fin de tener un SAEB acoplado a una planta solar.

6.2.1. Conexión de baterías en serie

La conexión de baterías en serie es utilizada para aplicaciones que requieren elevar el voltaje en los bornes de salida del sistema de almacenamiento, dependiendo del voltaje del inversor que forma parte del SAEB es necesario un voltaje específico que depende de las características del fabricante de los inversores, para obtener este nivel de tensión que no es logrado con una sola batería, es necesario conectar más baterías en serie que en conjunto lograrán formar el voltaje deseado, en la figura 28 se muestra un diagrama de conexión de baterías en serie en el cual se observa que el terminal negativo de una batería

se conecta al terminal positivo de la otra batería, de esta forma se logra obtener la conexión en serie y logrando sumar los voltajes de cada batería para obtener una tensión más grande en los terminales de salida,

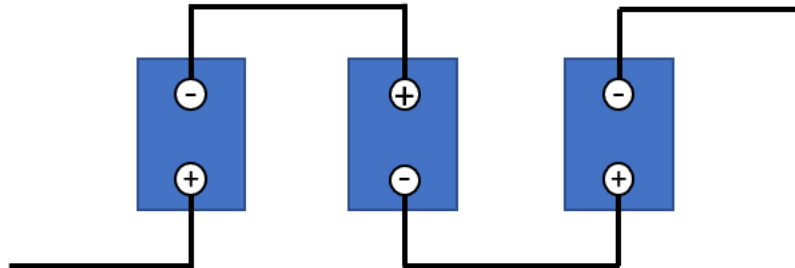


Figura 28: Conexión en serie de baterías

Los sistemas de almacenamiento pueden configurarse e instalarse por medio de series de baterías, para esto hay que realizar el cálculo de cuantas baterías son necesarias en la serie en función del voltaje que se necesita obtener a la salida de los bornes, la fórmula utilizada para obtener la cantidad de baterías a conectar en la configuración serie es la siguiente:

$$\text{Número de baterías de la Serie} = \frac{\text{Voltaje deseado}}{\text{Voltaje de batería}} \quad (\text{Ec. 6.1})$$

Para una aplicación de un SAEB diseñado para un sistema fotovoltaico que utiliza un inversor de 360 V de nivel de tensión de entrada se debe realizar el cálculo de la cantidad de baterías para obtener este nivel de tensión, si las baterías que se tienen a disposición son de 12 V deberán instalarse 30 baterías en serie para lograr el voltaje de salida de 360 V en los bornes de salida del sistema. La capacidad de almacenamiento de energía del sistema se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$\text{Capacidad de almacenamiento de la Serie [Wh]} = \text{Capacidad de batería [Ah]} * \text{Voltaje de Batería [V]} * \text{Cantidad de Baterías de la Serie} \quad (\text{Ec. 6.2})$$

Para el caso anterior, si cada batería tiene una capacidad de 100 Ah, la capacidad total del sistema es de 36,000 Wh ó 36 kWh.

6.2.2. Conexión de baterías en paralelo

Existen aplicaciones en las cuales el voltaje de una sola batería es el adecuado para el sistema que se requiere diseñar, sin embargo la capacidad no es la suficiente, para aumentar la capacidad del sistema es necesario conectar baterías adicionales en paralelo, de esta forma se mantiene el voltaje y se logra dar más capacidad de corriente y almacenamiento de energía a todo el sistema, en la figura 29 se muestra un diagrama de conexión de baterías en paralelo en el cual se observa que para tener esta configuración se conecta a un sólo punto todos los terminales positivos y de la misma forma se realiza con los terminales negativos.

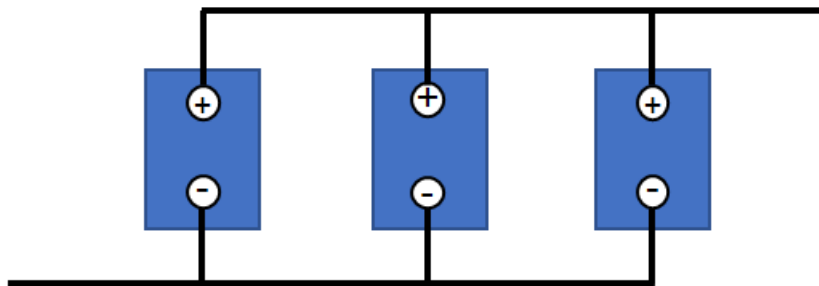


Figura 29: Conexión en Paralelo de Baterías

Es importante mencionar que para este tipo de conexión con el objetivo de que todo el sistema se cargue y descargue de forma uniforme es necesario tener el cuidado de diseñar las terminales de salida sin dejarlas del lado de una sola batería sino que se deben sacar de forma cruzada, la terminal negativa sacándola por el lado de la batería que está más a la izquierda y la terminal positiva del lado de la batería que está más a la derecha, de esta manera se consigue que todo el sistema logre sus ciclos de carga y descarga de forma uniforme para todas las baterías que lo conforman. La figura 30 muestra la forma correcta e incorrecta para obtener las terminales de salida de todo el sistema.

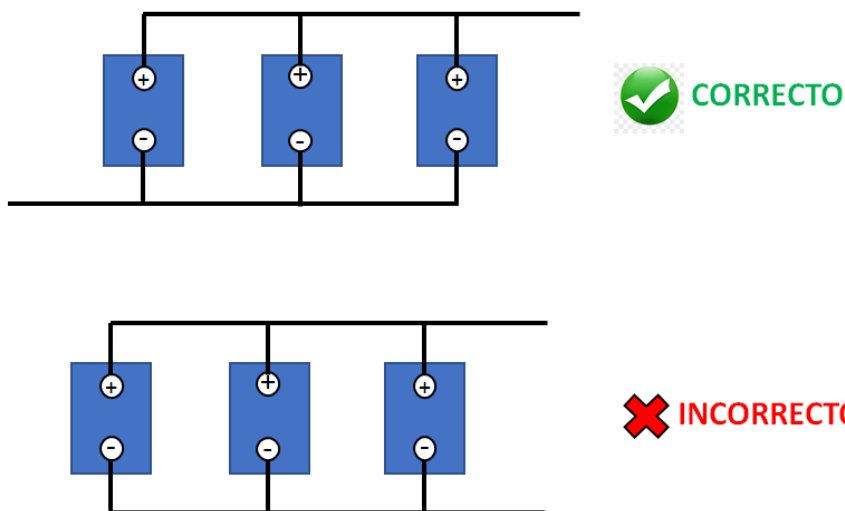


Figura 30: Conexión adecuada para terminales de salida en configuración de baterías en paralelo.

Para este tipo de conexión, dependiendo de la capacidad deseada para todo el sistema y de la capacidad de las baterías que se tienen a disposición se obtiene la cantidad de baterías que deben conectarse en paralelo, la fórmula a utilizar es la siguiente:

$$\text{Número de baterías en paralelo} = \frac{\text{Capacidad deseada del Sistema}[kWh]}{\text{Capacidad por batería}[kWh]} \quad (\text{Ec. 6.3})$$

Donde la capacidad por batería en Wh se obtiene de la multiplicación de la capacidad de la batería en Ah por el voltaje de la batería en Voltios (V), de este producto se obtiene la capacidad de la batería en energía Wh.

Para una aplicación en la cual se requiere una capacidad total del sistema de 120 kWh y un voltaje de salida de 48V, y se disponen de baterías de 100 Ah y 48V, una sola batería es suficiente para obtener el voltaje deseado, sin embargo, para lograr obtener la capacidad total deseada es necesario conectar más baterías en paralelo, para este caso el sistema de almacenamiento deberá estar formado por 25 baterías conectadas en paralelo, las cuales en conjunto tendrán una capacidad de almacenamiento de 120 kWh, 2500 Ah.

6.2.3. Conexión de baterías en Serie – Paralelo

El tipo de conexión serie-paralelo es utilizado para aplicaciones de capacidades grandes que requieren un voltaje determinado y una alta capacidad de almacenamiento de energía, en la figura 31 se muestra un ejemplo de conexión de baterías en serie y paralelo.

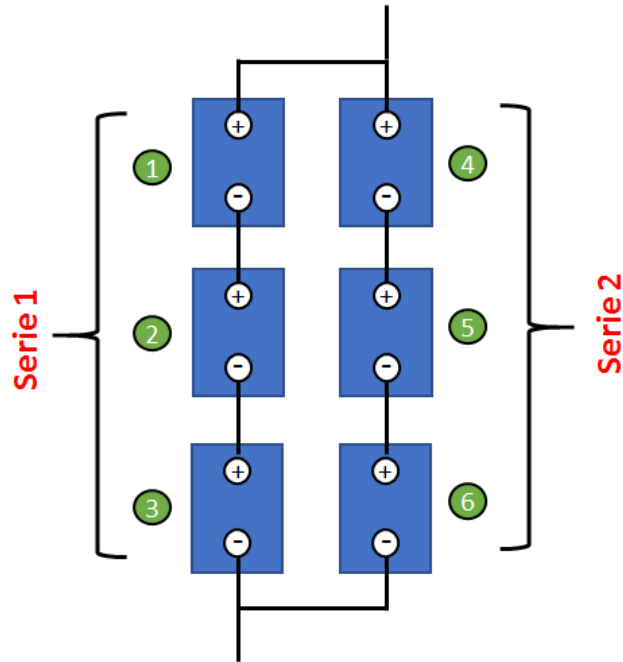


Figura 31: Conexión en Serie-Paralelo de Baterías

En la figura 31 las baterías 1, 2 y 3 están en serie, y las baterías 4, 5 y 6 están en serie entre sí, al mismo tiempo la serie 1 de baterías está conectada en paralelo con la serie 2, de esta forma se logra la conexión serie y paralelo del sistema de baterías. Este tipo de conexión es muy útil para aplicaciones más industriales y que requieren de un alto voltaje y una gran capacidad de energía.

Cuando se dimensiona un sistema de baterías en serie y paralelo primero se diseña en función del voltaje deseado y se obtiene el número de baterías a conectar en serie por medio de la Ec. 6.1. Con la cantidad de baterías que conforman la serie definida se procede a calcular cuántas series de baterías de la misma capacidad son necesarias conectar en paralelo para completar la capacidad necesitada para todo el sistema de baterías.

La ecuación utilizada para obtener la cantidad de series de baterías en paralelo es la siguiente:

$$\text{Series en Paralelo} = \frac{\text{Capacidad deseada del Sistema}[kWh]}{\text{Capacidad por serie}[kWh]} \quad (\text{Ec. 6.4})$$

Donde la capacidad por serie se obtiene de la Ec. 6.2 .

Para una aplicación que requiere un voltaje de operación de 624 V y una capacidad de almacenamiento de energía de 300 kWh teniendo a disposición baterías de 48 V y 120

Ah de capacidad, será necesario en primer lugar crear una conexión en serie de 13 baterías, con estas se logrará tener 624 V de tensión en los bornes de salida. Para tener la capacidad total necesitada se deberá instalar 4 series de baterías de la misma capacidad, con este arreglo se logrará obtener una capacidad de almacenamiento de 300kWh en todo el sistema.

En la figura 32 se muestra el arreglo de conexión serie y paralelo para esta aplicación, en el cual cada serie de baterías compone un voltaje total de 624 V, y la capacidad total del sistema con las 4 series de baterías conectadas en paralelo es de 300 kWh.

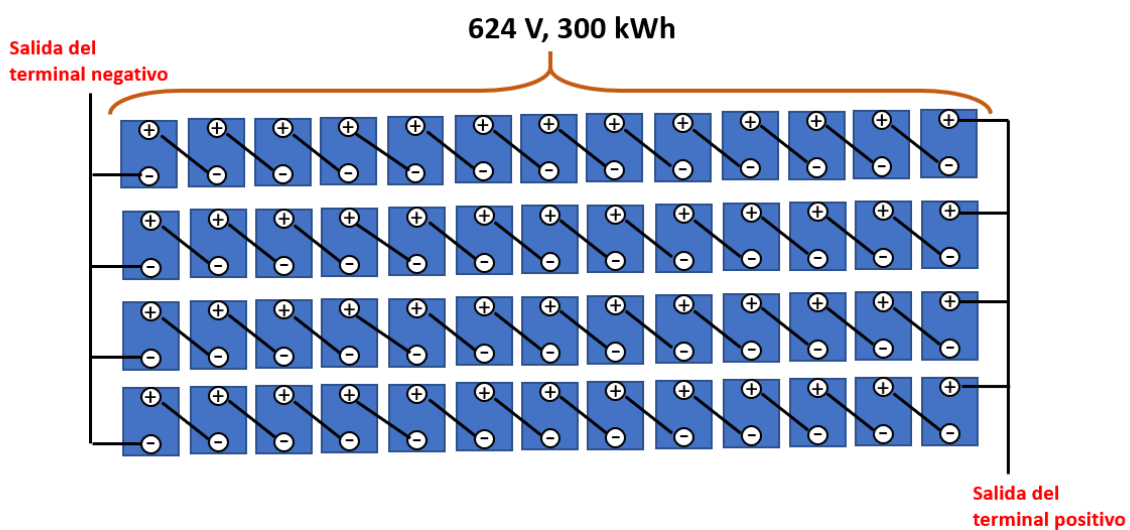


Figura 32: Conexión en serie paralelo

6.3. Caso Práctico de un Sistema de Aplicación y Dimensionamiento de un SAEB

El presente apartado tiene como fin mostrar un ejemplo de aplicación de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías incorporado a una planta solar conectada a la red de distribución.

6.3.1. Descripción del caso práctico

Se tiene una subestación con dos circuitos de salida en una zona rural a un voltaje de 13.2 kV, el Circuito 1 tiene una demanda máxima de 4.5 MW que se da en horas de la noche debido a la alta cantidad de usuarios residenciales, el Circuito 2 tiene una demanda máxima de 4 MW. El circuito 1 tiene conectada una planta solar de 4.25 MW instalados, la figura 33 muestra la topología de los dos circuitos y la ubicación del punto de interconexión de la planta solar con el Circuito 1 de distribución.

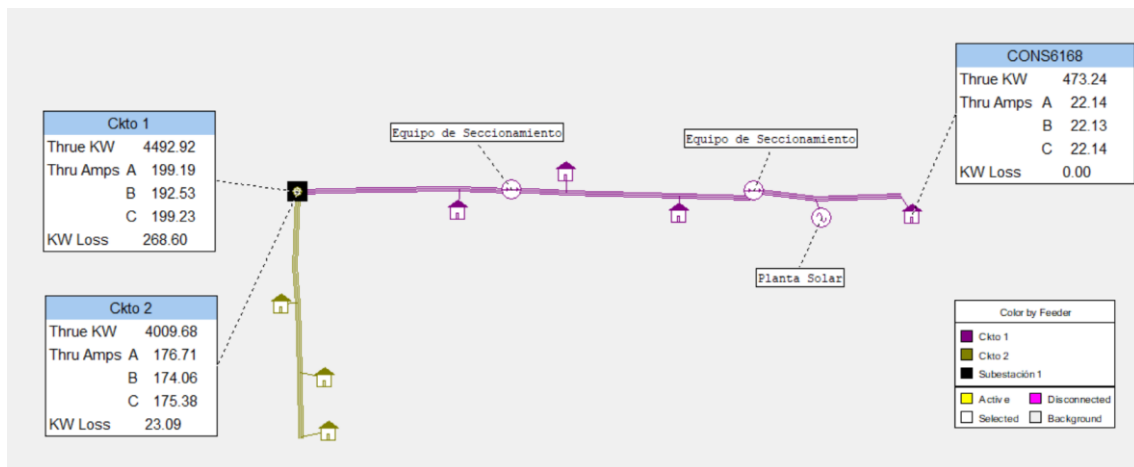
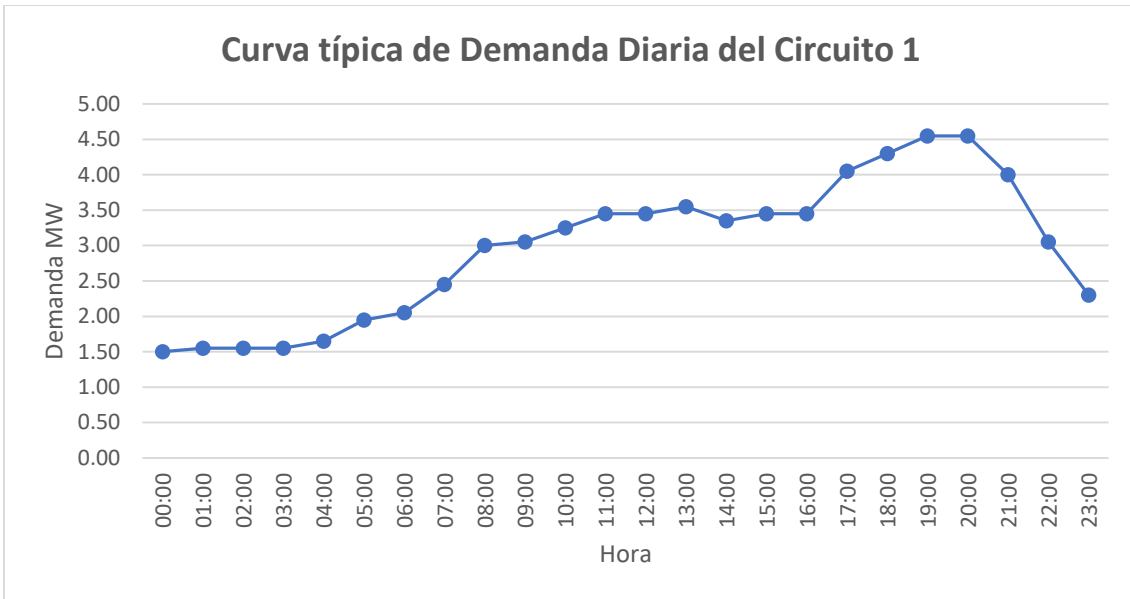


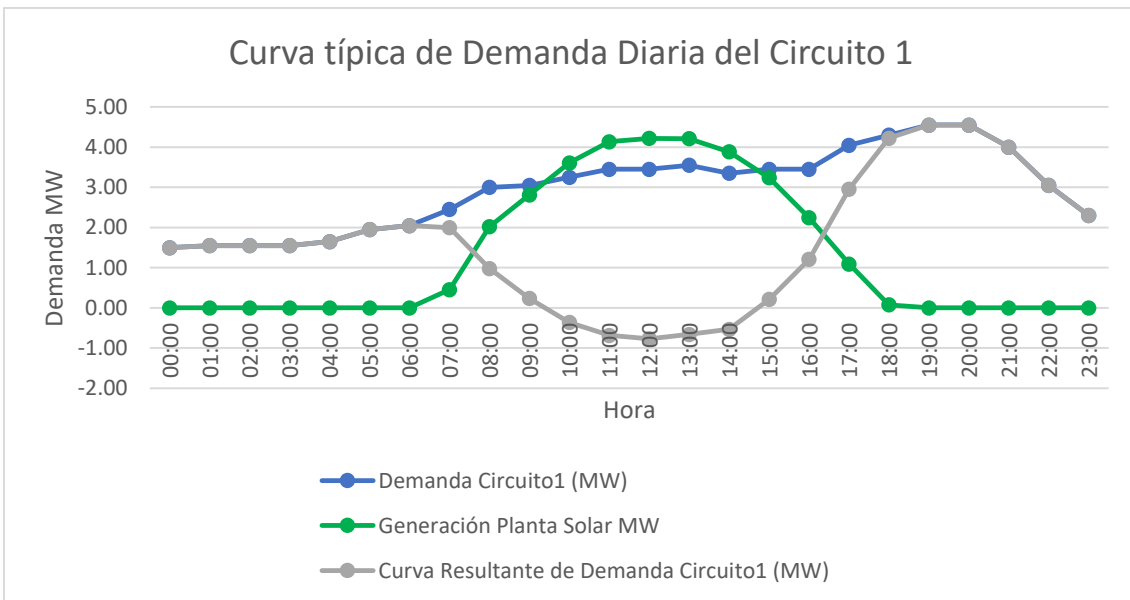
Figura 33: Topología simplificada de los Circuitos de distribución con ubicación de la planta Solar.

La troncal de todo el circuito 1 está construida con conductor 2/0 ACSR y tiene una distancia de 7 km, la planta solar está conectada casi al final del alimentador, a 6.6 km desde la subestación. En la gráfica 5 se muestra la curva típica de demanda del circuito 1 sin el efecto de la inyección de la planta solar.



Gráfica 5: Curva típica de demanda diaria del Circuito 1.

Se observa que la curva de demanda presenta su valor máximo alrededor de las 8pm, en horas del día la demanda máxima es de aproximadamente 3.5 MW, en la gráfica 6 se muestra la curva de demanda de este alimentador con la inyección de energía de la planta solar de 4.25 MW en horas de máxima generación,



Gráfica 6: Curva resultante de demanda del Circuito 1 con interconexión de la Planta Solar.

Se muestra que con el efecto de la inyección de la planta solar existe un retorno de potencia de aproximadamente 0.7 MW en el Circuito 1, esta energía de retorno es consumida en el Circuito 2.

Debido al crecimiento de demanda que se está teniendo en la zona el circuito 1 presenta problemas de regulación de tensión en horas de la noche por lo que muchos usuarios reportan reclamos por la calidad de energía que se recibe. En la figura 34 se muestra en color rojo las zonas del circuito que tienen niveles de tensión por debajo de 0.93 p.u., el cual es el límite de mínimo voltaje que debe recibirse en el sector por ser una zona rural,

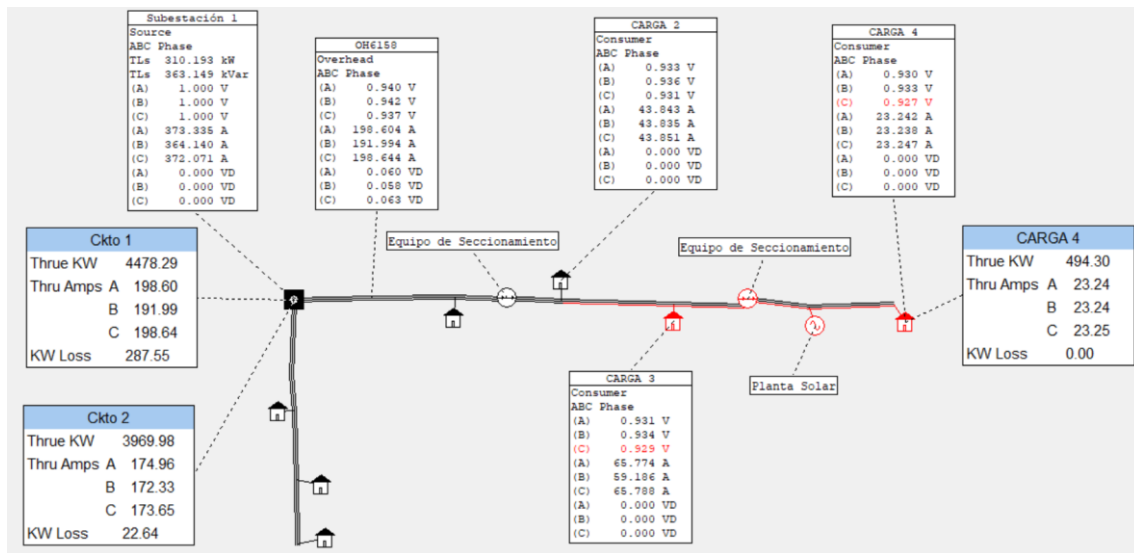


Figura 34: Sector con niveles de tensión por debajo de 0.93 pu.

Debido a estos problemas de regulación de tensión y además considerando lo alejado que están algunas cargas de la fuente, provocan que se tenga altos niveles de pérdidas de energía en el escenario de demanda máxima el cual se da en la noche, limitando además el crecimiento de carga y conexión de nuevos clientes en la zona debido a la alta cargabilidad del circuito.

Otro de los problemas que se tiene en este circuito es que por ser un alimentador rural existe ausencia de interconexión y contingencias N-1 con circuitos de otras subestaciones, esto provoca que ante el caso de fallas o mantenimiento todos los usuarios quedan sin suministro de energía.

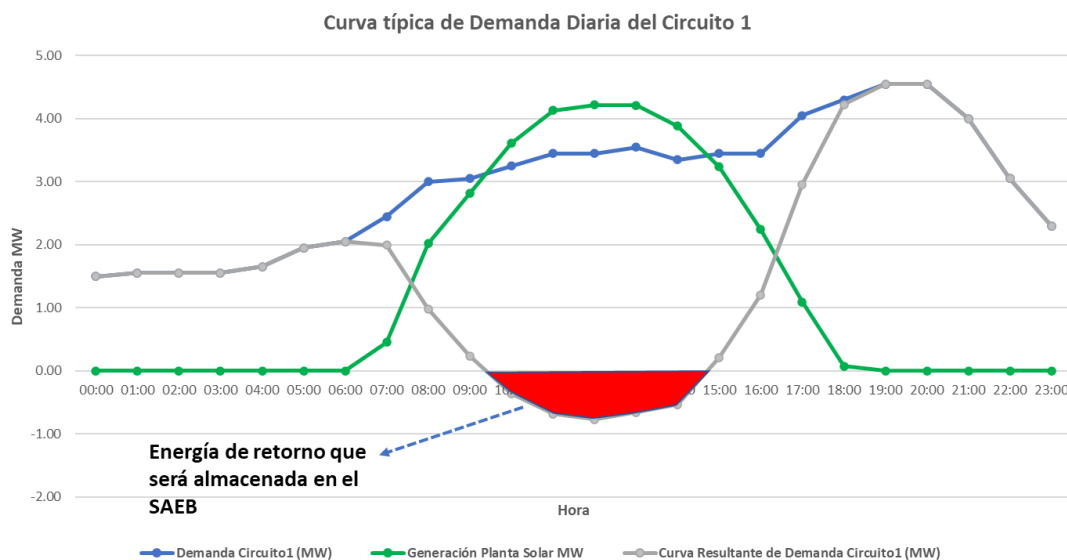
Con la implementación de un SAEB acoplado a la planta solar conectada al Circuito 1 se pretende almacenar la energía de retorno que se va hacia el Circuito 2, esta energía almacenada se puede suministrar al circuito en horas de la noche recortando el pico de potencia de demanda nocturna, al mismo tiempo esto permitirá mejorar el perfil de tensión en los tramos finales del alimentador en horas de la noche debido a que el SAEB se encuentra cerca de las cargas mejorando así los flujos de potencia en el circuito de

distribución y optimizando los niveles de pérdidas de energía en la troncal del circuito, también se pretende que la planta solar y el SAEB puedan operar como una micro red en condiciones de contingencias en la troncal del alimentador lo cual permitirá seguir suministrando energía para ciertos usuarios en escenarios de fallas.

6.3.2. Beneficios esperados del SAEB para la aplicación necesitada

Este SAEB se dimensionará en función de la energía de retorno que se tiene durante el día en el Circuito 1 por la inyección de la planta solar existente y además teniendo como objetivo disminuir el pico de demanda del circuito en 500 kW en horas de la noche.

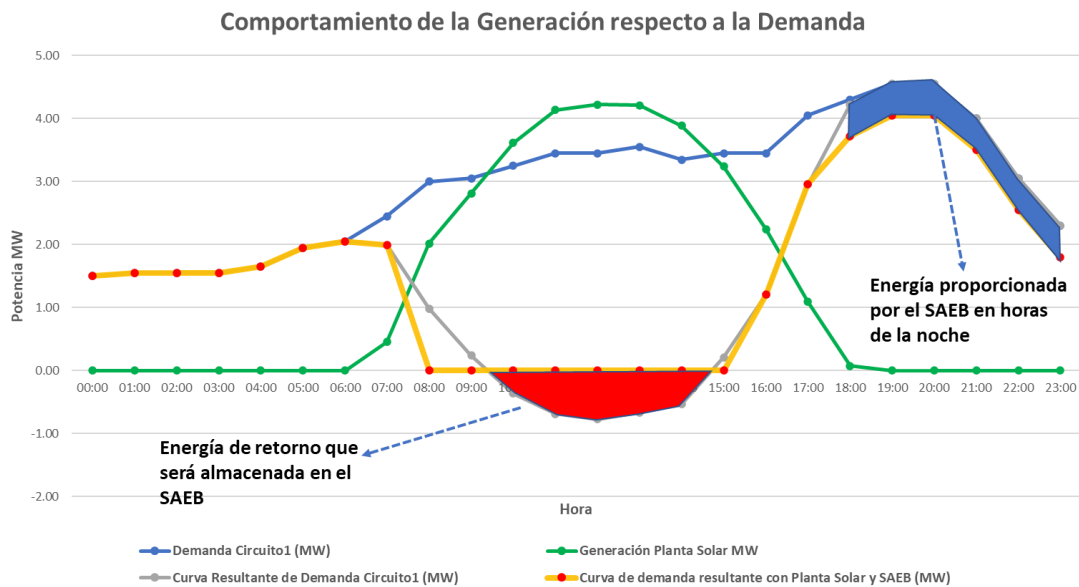
Con las mediciones obtenidas y con los cálculos de energía se obtiene que la energía de retorno en el Circuito 1 es de aproximadamente 3 MWh durante el día, esta energía será almacenada a través del SAEB y será inyectada a la red de distribución del circuito en horas de la noche para tener una aplicación de Peak Shaving recortando el pico de demanda nocturna, esta inyección de energía cercana a las cargas finales del alimentador permitirá mejorar los niveles de regulación de tensión y se disminuirán las pérdidas de energía en todo el circuito.



Gráfica 7: Energía de retorno que será almacenada en el SAEB.

La planta solar y el SAEB podrán operar como una micro red intencional en situaciones de contingencias, por medio de esto al ocurrir una falla en horas de la tarde o noche, una carga de 500 kW podrá ser servida a través de la energía almacenada en el SAEB.

Debido a que la potencia a suministrar por el SAEB será de 500 kW y ya que la energía almacenada será de 3 MWh, el sistema funcionará durante 6 horas al día, arrancando a las 6 pm y desconectándose de la red de distribución a las 12 media noche, de esta forma la energía entregada por el SAEB al sistema de distribución será de 3MWh. La curva típica diaria de demanda resultante del Circuito 1 considerando la planta solar y el SAEB se muestra en la gráfica 8 en color amarillo.



Gráfica 8: Curva resultante de demanda del Circuito 1 con efecto de la Planta Solar y el SAEB.

Se observa que la demanda pico nocturna del circuito ha disminuido por el efecto del SAEB, la demanda es de aproximadamente 4MW, la curva se ha disminuido en 500 KW los cuales están siendo suministrados por el sistema de almacenamiento, esto simula una aplicación de Peak Shaving y permite reducir costos de compra de energía, esto debido a que en horas de día el precio de energía tiene un valor menor que en horas de la noche, esto permite a la distribuidora comprar 3MWh de energía a un precio “x” y suministrarlo en horas de la noche a un precio “y” que es más caro, obteniendo mayores beneficios e ingresos.

Como se mencionó anteriormente otro de los objetivos de este sistema es mejorar los perfiles de tensión del circuito de distribución, en la figura 35 se muestra un análisis de

los flujos de carga en el circuito con el efecto de la interconexión del SAEB, se observa que los valores de voltaje han aumentado en 1%, los voltajes mínimos que se observan son de 0.937 pu, con esto se logra estar en banda y estar dentro de los perfiles de tensión que exige la normativa de SIGET para las zonas rurales. Esta mejora en los niveles de tensión permite suministrar un servicio con mayor calidad de energía a los consumidores, de la misma forma debido a que el SAEB está cercano a las cargas, las pérdidas de energía se reducen en el circuito, hay una reducción de 66.4 kW en este escenario de máxima demanda, de esta forma se logra optimizar el sistema eléctrico de forma íntegra.

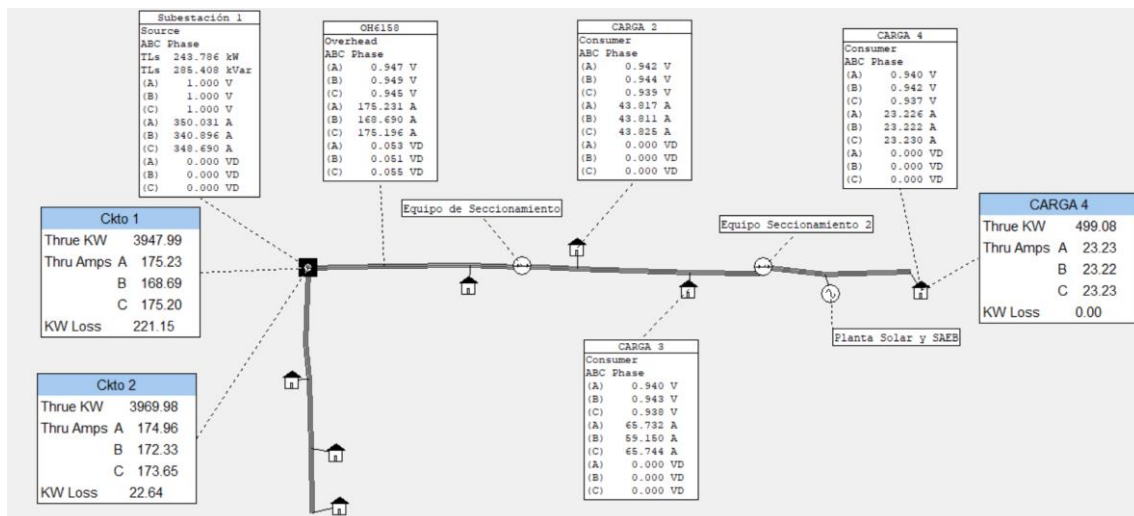


Figura 35: Perfil de tensión resultante en el Circuito 1 con interconexión del SAEB a la red de distribución.

De forma adicional, debido a las mejoras en la regulación de tensión del circuito y además tomando en cuenta que la demanda máxima se ha reducido, esto da la capacidad para conectar nuevas cargas residenciales, se tiene un margen para tener un crecimiento de demanda de aproximadamente 400 kW en este circuito rural de distribución para los años futuros.

Como otro beneficio de este sistema, en la figura 35 se observa que la carga 4 representa un ramal de aproximadamente 499 kW de carga, en condiciones de contingencias el sistema puede operar como una micro red intencional, operando y abriendo el equipo de seccionamiento de la troncal, de esta forma si hay una falla en la red, la carga 4 puede seguir siendo suministrada a través del SAEB de forma aislada, cuando el sistema de distribución es reestablecido se regresa a las condiciones normales cerrando nuevamente el equipo de seccionamiento de la troncal del circuito. De esta forma el sistema también puede operar como una micro red intencional cumpliendo con la seguridad operativa del

sistema de distribución y evitando tener retornos de energía que energicen la zona fallada y que representen peligro para el personal operativo de la distribuidora.

Este modo de operación permite conservar el suministro de energía para los clientes que están cercanos al SAEB y que quedan dentro de la micro red intencional.

En la figura 36 se muestra este ejemplo de aplicación en el cual al ocurrir una falla en la troncal principal todo el circuito queda fuera y sin suministro eléctrico para todos los clientes, a través del SAEB se puede recuperar la carga 4 que representa un ramal de 500 kW, para esto primero se debe operar y abrir el equipo de seccionamiento 2 que se muestra en la troncal del circuito, de esta forma se logra generar una isla la cual está siendo energizada por el SAEB que está dimensionado para poder suministrar una carga de 500 kW hasta por 6 horas al día.

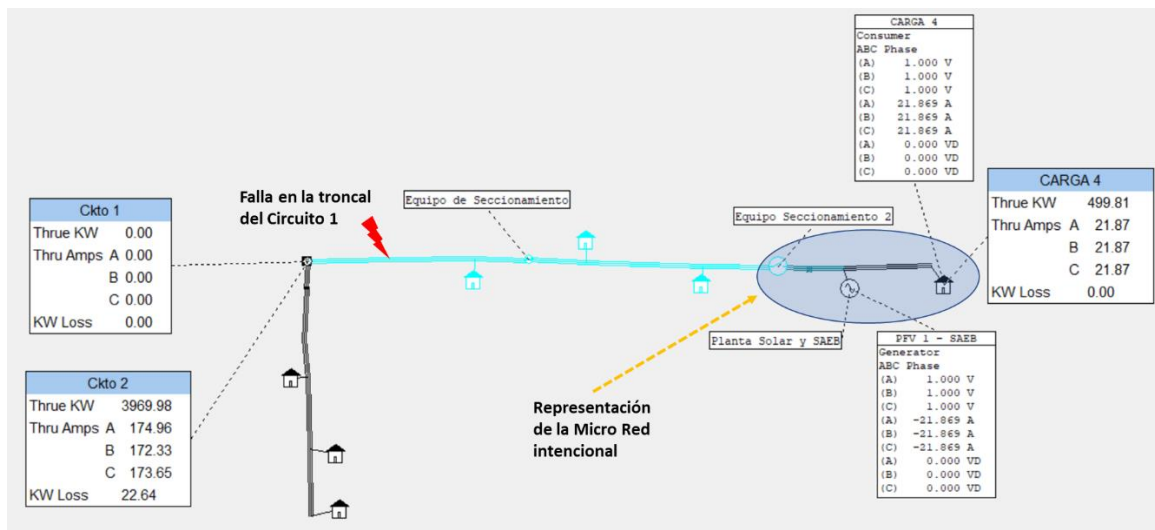


Figura 36: Uso del SAEB como una Micro-Red intencional en el escenario de una falla en la troncal principal del Circuito

Se observa que el circuito 1 queda sin demanda debido a la falla que ocasiona que operen las protecciones del Recloser principal de cabecera del circuito, sin embargo, una carga de aproximadamente 500 KW puede ser suministrada a través del SAEB modelando una micro red de forma intencional.

6.3.3. Dimensionamiento del SAEB para la aplicación

Como se explicó en el apartado anterior, el SAEB necesitado es de una capacidad de almacenamiento de 3MWh/día con una demanda de 500 kW que será suministrada por 6 horas, para este sistema se utilizarán baterías de plomo ácido de la marca Rolls, la batería a utilizar es una 8 CS 27P de 8 V, 929 Ah. En la figura 37 se muestran las características principales de esta batería,

FLOODED DEEP CYCLE BATTERY



Series	5000	Warranty	See Warranty Terms
Volts	8	BCI	SPEC
Cells	4	Plates/Cell	27
Terminal Type	Flag RR		
Included Hardware	S/S Hex Cap Screw, Nut, Lock & Flat Washer		
Size & Thread	5/16"-18		
Charge			
Charge Voltage Range	2.45-2.5 V/cell @ 25°C (77°F)		
Float Voltage Range	2.25 V/cell @ 25°C (77°F)		
Self-Discharge Rate	5%-10% per month at 25°C (77°F)		

Figura 37: Características de Batería de Plomo Ácido 8 CS 27P.

El inversor por utilizar para este sistema tendrá un voltaje de entrada de 48 VDC, por lo cual se debe realizar un arreglo de baterías que suministre un voltaje de salida de 48 VDC y una capacidad de almacenamiento de 3 MWh, un aspecto importante es la consideración de la cantidad de ciclos que deberá cumplir el sistema, para ese caso se buscará que el SAEB pueda cumplir 5,000 ciclos, por lo cual el sistema deberá durar alrededor de 14 años.

Para que el SAEB cumpla esta cantidad de ciclos es necesario revisar la curva de profundidad de descarga de la batería a utilizar, en la figura 38 se muestra esta curva para la batería 8 CS 27P de la marca Rolls,

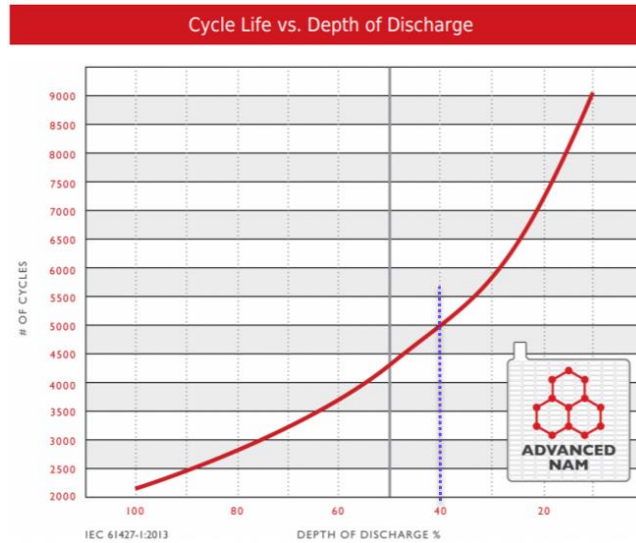


Figura 38: Curva de profundidad de descarga de la batería 8 CS 27 P de la marca Rolls.

Al observar y estudiar la curva se puede ver que para que la batería cumpla 5,000 ciclos, la profundidad de descarga DOD tiene que ser de 40%, en función de esto deberá calcularse la capacidad total del SAEB, esto quiere decir que para que el sistema dure aproximadamente 14 años sólo puede descargarse en un 40%, por lo tanto los 3MWh que se necesita suplir en horas de la noche representará este 40%, mediante una regla de tres se obtiene que la capacidad total del SAEB debe ser de 7.5 MWh.

En función de esto se debe diseñar un arreglo de baterías que proporcione 48 DVC de voltaje de salida en las terminales y que tenga una capacidad total de almacenamiento de 7.5 MWh.

Primero se procederá a realizar un arreglo de baterías en serie para obtener un voltaje de 48VDC, mediante la Ec 6.1 se obtiene que deben conectarse 6 baterías en serie.

$$\text{Número de bateías de la Serie} = \frac{\text{Voltaje deseado}}{\text{Voltaje de batería}} = \frac{48}{8} = 6 \text{ Baterías en Serie}$$

Para obtener la energía que podrá almacenarse en esta serie de baterías se utiliza la Ec 6.2

$$\begin{aligned} \text{Capacidad de almacenamiento de la Serie [Wh]} \\ &= \text{Capacidad de batería [Ah]} * \text{Voltaje de Batería [V]} \\ &* \text{Catidad de Baterías de la Serie} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Capacidad de almacenamiento de la Serie [Wh]} &= 929\text{Ah} * 8\text{V} * 6 = 44592 \text{ Wh} \\ &= 0.0446 \text{ MWh} \end{aligned}$$

Por lo tanto, cada una de las series puede almacenar 0.0446 MWh, en función de esto deberá calcularse cuántas series tienen que conectarse en paralelo, para obtener cuántas series de baterías debe conectarse en paralelo para obtener los 7.5 MWh totales del SAEB se utiliza la Ec 6.4

$$\text{Series en Paralelo} = \frac{\text{Capacidad deseada del Sistema}[MWh]}{\text{Capacidad por serie}[MWh]}$$

$$\text{Series en Paralelo} = \frac{7.5 \text{ MWh}}{0.0446 \text{ MWh}} = 168.2$$

Debido a que el número de series que deberá conectarse en paralelo resulta ser un valor con decimales queda a criterio del diseñador si aproxima hacia arriba o hacia abajo, para este caso se aproximará hacia arriba y se conectarán 169 series de 6 baterías en paralelo. Este arreglo de baterías proporcionará una capacidad de almacenamiento total de 7.54 MWh y constará de 1,014 baterías en total. Para este caso, debido a que es una aplicación industrial y por la cantidad de baterías a utilizar se deberá instalar contenedores de baterías. En la figura 39 se muestra el arreglo de conexión en Serie - Paralelo para esta aplicación de almacenamiento de energía con baterías.

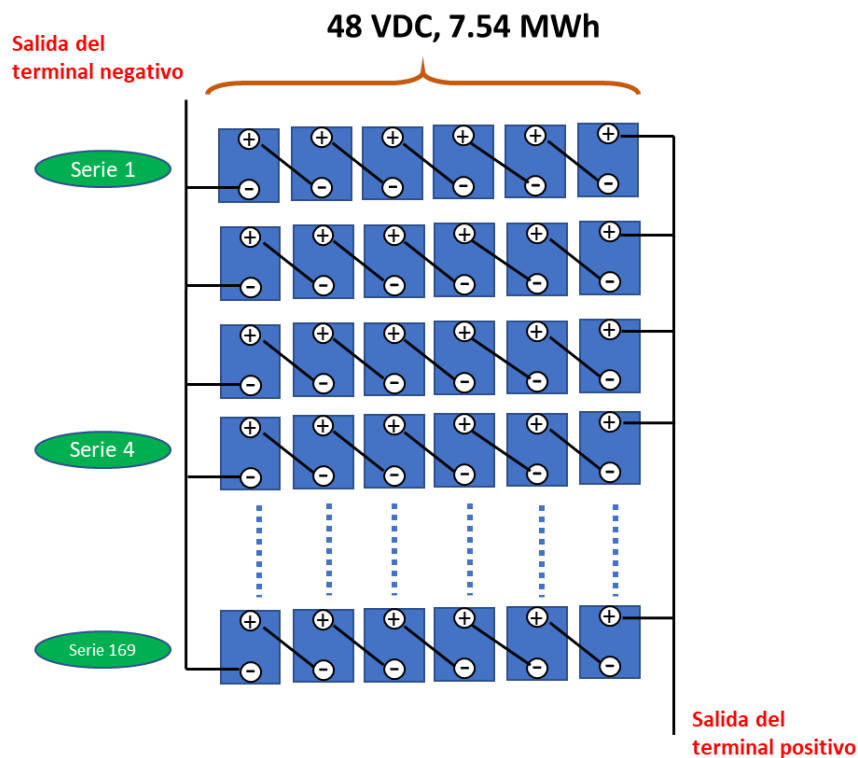


Figura 39: Diseño de conexión de baterías Serie - Paralelo para un SAEB de 48 VDC y 7.54 MWh de almacenamiento total.

6.3.4. Evaluación Económica del proyecto y factibilidad de Retorno de la Inversión

En este apartado se presenta el análisis económico de la ejecución e implementación del SAEB tomando en cuenta los costos de la construcción del sistema y los beneficios esperados que harán rentable el proyecto.

6.3.4.1. Costo de la Inversión e implementación del SAEB

Debido a que el fin de este trabajo no es costear de forma detallada cuánto vale cada equipo que forma parte de SAEB, se presentará el costo del sistema en función de los estudios más recientes y las proyecciones de cuánto cuesta en el mercado la construcción e implementación de un SAEB, en la figura 40 se muestra una gráfica con la proyección de costos para un SAEB completo de una capacidad de 1 MWh.

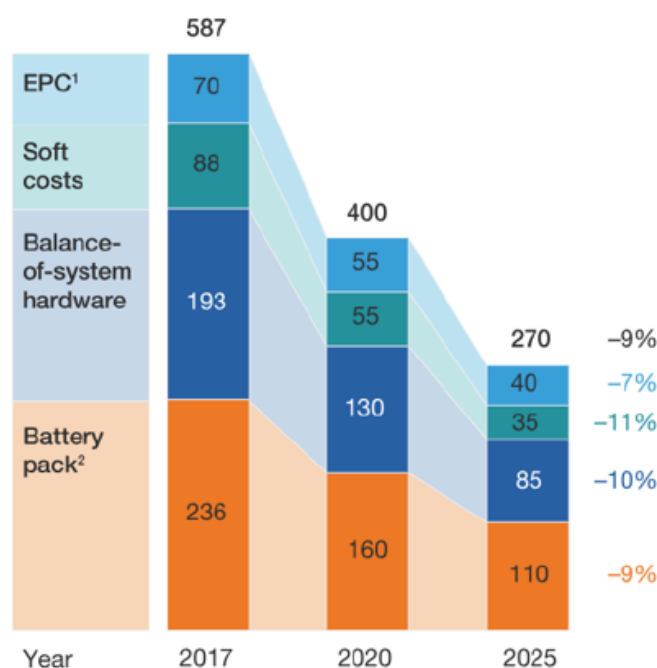


Figura 40: Costos totales de implementación de un SAEB de 1 MWh (\$/kWh). Fuente: McKinsey & Company, GTM Research

Se observa que los montos van teniendo una disminución muy considerable con el transcurso de los años, para el año 2025 un SAEB de una capacidad de almacenamiento de 1 MWh se cotizará en costos de 270 \$/kWh instalado.

Para el presente caso de estudio se utilizará un costo de 280\$/kWh, por lo tanto, ya que la capacidad total es de 7.53 MWh, el costo total de implementación de este proyecto será de 2,108,400.00 US\$.

6.3.4.2. Monetización de Beneficios esperados de implementación del SAEB

En el apartado 6.3.2 se mencionaron los beneficios esperados de la implementación de este sistema, sin embargo, a continuación, se abordará cada beneficio llevándolo a términos económicos y monetizando cada uno de los mismos con el objetivo de tener un análisis económico financiero que permita determinar si el proyecto es factible y si tiene un valor agregado para el inversionista, obteniendo indicadores financieros que demuestren que la inversión se recupera en un periodo de tiempo aceptable.

6.3.4.2.1. Aplicación de Peak Shaving

Debido a que el caso de estudio está configurado para almacenar energía durante el día e inyectarla a la red en horas de la noche se tiene un beneficio en cuanto a compra de energía ya que se está aplanando la curva de demanda del circuito en horas nocturnas y debido a que en horas de la noche el costo de energía es más grande que en horas de día, se tiene un ahorro en cuanto a la compra de energía, en la tabla 6 se muestran los precios promedio de referencia para el costo de la energía en los diferentes periodos tarifarios de resto, punta y valle.

Periodo tarifario	Precio (\$/KWh)
Precio Energía - Resto	0.107293
Precio Energía - Punta	0.132761
Precio Energía - Valle	0.129286

Tabla 6: Precios de la energía según los periodos del día.

En el entendido que los periodos tarifarios comprenden las siguientes horas:

- Resto, de las 05:00 a las 17:59 horas,
- Punta, de las 18:00 a las 22:59 horas y
- Valle, de las 23:00 a las 04:59 horas.

Por lo tanto, para el caso de estudio se estará comprando 3MWh de energía que serán almacenados a precio de 0.1072 \$/KWh durante el día y se venderán en horas de la noche a precio de 0.1327\$/KWh las primeras 5 horas hasta las 22:59 y la última hora hasta las 00:00 horas se venderá a precio de 0.1292 \$/KWh. En la tabla 7 se muestra el detalle de costos y venta de energía para obtener los ingresos finales de la aplicación de este proyecto como un Peak Shaving de recorte de demanda en horas nocturnas.

Energía almacenada durante el día	3	MWh
Costo diario de Compra energía p/Almacenar en periodo de Resto	321.88	US\$
Venta diaria de Energía en Punta (5 Horas)	331.90	US\$
Venta diaria de Energía en Valle (1 Hora)	64.64	US\$
Ahorro Diario	74.67	US\$
Ahorro Anual	\$ 27,253.27	US\$

Tabla 7: Ingresos anuales por aplicación del SAEB como Peak Shaving.

Los ahorros anuales de esta aplicación son de aproximadamente **27,253.27 US\$**.

6.3.4.2.2. Aplicación de Micro Red para continuidad del servicio de energía

Otra de las aplicaciones de este caso de estudio comprende en operar como una micro red intencional en condiciones de fallas en la troncal principal del circuito, esto permitirá operar un equipo de seccionamiento dejándolo abierto para aislar la zona y energizarla a través del SAEB, esto sin afectar la seguridad operativa del sistema ya que previamente y de forma intencional se opera el seccionamiento para evitar retornos de energía.

La potencia a suministrar es de 500 kW por un periodo de 6 horas, en la tabla 8 se muestran los ingresos por la aplicación de este sistema como una micro red que permitirá seguir sirviendo una carga de 500 kW en los escenarios de contingencias,

Energía suministrada por cada interrupción	3,000	KWh
Precio Energía	0.13	\$/KWh
Costo Energía	390	US\$
Costo de Energía No Servida por Interrupción	780	US\$

Total de Interrupciones al Año	11	
Ahorros Anuales por Costos de Energía No Servida Evitados	\$ 8,580.00	US\$
Ahorros Anuales por indicadores SAIDI, SAIFI, USRE	\$ 6,864.00	US\$

Tabla 8: Ahorros por Costos de Energía No Servida Evitados y de Indicadores de Calidad del Servicio.

Se observa que se tiene ahorros anuales de **8,580 US\$** considerando que pueden darse 11 interrupciones al año en la zona del proyecto y con la aplicación de la micro red podrán seguir siendo servidos a través del SAEB.

De forma adicional debido a que se está mejorando la calidad del servicio técnico en la zona se mejoran otros indicadores como SAIDI, SAIFI y USRE, para estos indicadores se consideran ahorros anuales alrededor de **6,864 US\$**.

6.3.4.2.3. Disminución en Pérdidas de Energía

Como se mencionó en el apartado 6.3.2 el SAEB también permitirá reducir las pérdidas de energía del circuito ya que en horas de máxima demanda se tiene una inyección de energía que está cercana a las cargas, por lo cual los flujos de potencia se optimizan y las pérdidas de energía en la troncal del circuito se ven disminuidas, el ahorro máximo es de 66.4 kW, es importante mencionar que estos ahorros se tendrán solo durante las 6 horas nocturnas durante las cuales el SAEB está inyectando energía al circuito, en función de un factor de carga y un factor de pérdidas se puede obtener el ahorro en pérdidas de energía, en la tabla 9 se muestran los ahorros anuales en pérdidas de energía.

Ahorro en Pérdidas	66.4	kW
Factor de Carga Ckto – Horas Nocturnas	0.8	
Factor de Pérdidas	0.69	
Reducción en Pérdidas de Energía Anuales	100.0	MWh
Precio de Energía	132.0	\$/MWh
Ahorro Anual en Pérdidas de Energía	\$ 13,206.10	US\$

Tabla 9: Ahorros Anuales por Pérdidas de Energía en el Circuito.

El ahorro anual en pérdidas de energía es de **13,206.10 US\$**

Además, debido a que ya no se tendrán retornos de energía hacia el Circuito 2 en horas de medio día, en la máxima generación de la planta solar, también se tendrá un pequeño ahorro en pérdidas de energía.

En la tabla 10 se muestran los ahorros debidos a esta optimización en las pérdidas de energía.

Ahorro en Pérdidas	19.34	kW
Factor de Carga Ckto – Horas Diurnas	0.7	
Factor de Pérdidas	0.55	
Reducción en Pérdidas de Energía Anuales	15.6	MWh
Precio Energía	132.0	\$/MWh
Ahorro Anual en Pérdidas de Energía	\$ 2,061.14	US\$

Tabla 10: Ahorros Anuales en Pérdidas de Energía por evitar retornos.

Los beneficios totales en ahorros por pérdidas de energía son de **15,267.24 US\$**.

6.3.4.2.4. Ingresos por Capacidad de Conexión de Nuevos Clientes

Debido a que se ha disminuido la curva de demanda del circuito en 500 kW en las horas de máxima demanda, es posible permitir un crecimiento de la demanda para conectar nuevos clientes residenciales al circuito de distribución, en la Tabla 10 se muestran los ingresos por la conexión de nuevos clientes en los futuros años debidos a los cargos por distribución considerando que cada cliente tiene un consumo promedio de 200 kWh.

Nuevos Clientes - Año 2023		
Cantidad de Nuevos usuarios BT	450	Usuarios
Cargo por distribución Pequeña demanda	0.033588	US\$/kWh
Consumo Promedio de Usuarios/Mensual	200	kWh
Ingresos Pequeña Demanda	\$ 36,275.04	US\$

Nuevos Clientes - Año 2027		
Cantidad de Nuevos usuarios BT	900	Usuarios
Cargo por distribución Pequeña demanda	0.033588	US\$/kWh
Consumo Promedio de Usuarios/Mensual	200	kWh
Ingresos Pequeña Demanda	\$ 72,550.08	US\$

Nuevos Clientes - Año 2032		
Cantidad de Nuevos usuarios BT	1350	Usuarios
Cargo por distribución Pequeña demanda	0.033588	US\$/kWh
Consumo Promedio de Usuarios/Mensual	200	kWh
Ingresos Pequeña Demanda	\$ 108,825.12	US\$

Tabla 11: Ingresos en cargos de distribución por Conexión de Nuevos Clientes.

Para todo el periodo del proyecto (14 Años), se considera un aumento de 1350 clientes de forma escalonada, conectando 450 usuarios en el año 2023, 450 usuarios adicionales en el año 2027 y 450 usuarios adicionales en el año 2032.

Para el periodo del 2023 hasta el 2026 se tienen ingresos anuales de 36,275.05 US\$, en el periodo del 2027 hasta 2031 se tienen ingresos anuales de 72,550.08 US\$ y para el periodo de 2032 hasta 2036 se tendrán ingresos de 108,825.12 US\$ anuales por los cargos de distribución de la conexión de nuevos clientes.

6.3.4.2.5. Ahorros por costos evitados en Inversiones de la Distribuidora

Con el objetivo de solventar el problema de mala regulación de tensión que se tiene en el circuito, obteniendo niveles de 0.92 p.u. el cual está por debajo del límite permitido por SIGET para zonas rurales, es necesario que la empresa distribuidora realice alguna inversión por ejemplo instalar un banco de reguladores en la troncal del circuito que permita normalizar los niveles de tensión, este tipo de inversión para esta zona a un voltaje línea-línea de 13.2kV y para la corriente de 200 A que maneja el circuito en demanda máxima, necesitaría un banco de reguladores de 167 kVA, el cual ya instalado podría tener un costo aproximado de 60,000 US\$, al tener el SAEB, esta inversión ya no es necesaria ya que con la inyección del sistema de baterías en las horas de máxima demanda

los perfiles de tensión son mejorados en la zona, llevándolos a valores por arriba de 0.93 p.u., por lo tanto esa inversión de instalar bancos de reguladores en la troncal del circuito ya no es necesaria.

6.3.4.2.6. Ahorros por Producto Técnico

Para este caso se parte de que la compañía distribuidora está teniendo compensaciones por calidad del producto técnico de **25,000 US\$** anuales.

6.3.4.2.7. Ahorros por reclamos evitados de equipos dañados

Para este caso se parte de que la compañía distribuidora tiene un histórico de compensaciones por equipos dañados a los usuarios de **90,000 US\$** anuales.

6.3.4.2.8. Ahorros en Operación y mantenimiento

Se considera que de forma anual la distribuidora realiza un gasto de **7,000 US\$** anuales por traslado de cuadrillas y personal de atención de fallas a las diferentes zonas para verificar condiciones de mala calidad del producto técnico.

6.3.4.2.9. Resumen de Indicadores Financieros

Con lo expuesto anteriormente acerca de los beneficios monetizados del proyecto y con el monto total de la inversión se obtienen los indicadores financieros de la implementación del SAEB, los valores obtenidos se muestran en la Tabla 11.

Inversión	\$2,108,400.00	US\$
Tasa de Descuento	8%	%
TIR	8.8%	%
VAN	\$ 105,177.77	US\$
Vida Útil del Proyecto	14	Años
Retorno de Inversión	8.35	Años

Tabla 12: Resumen de Indicadores Financieros de Implementación del SAEB.

Se observa que el periodo de retorno de la inversión es de 8.41 años, la TIR es de 8.7% y la VAN es de 86,765.89 US\$, para una tasa de descuento del 8%, esto indica que el proyecto es factible, sin embargo podría ser una opción no tan llamativa para ser un proyecto con un tiempo de vida de 14 años, no obstante el proyecto es factible, y con el desarrollo masivo de este tipo de tecnología se espera que los costos de implementación se vayan reduciendo, lo cual vendría a dar más rentabilidad a este tipo de proyectos.

CAPITULO 7: Impacto en el Sistema de Transmisión ante la utilización de Sistemas de Almacenamiento de Energía en plantas solares fotovoltaicas conectadas en el Sistema de Distribución.

La GD fotovoltaica que se ha conectado en los últimos años a las redes eléctricas de El Salvador ha permitido optimizar los flujos de potencia y además diversificar la matriz energética, logrando reducir la dependencia de tecnologías que utilizan combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, esto también ha venido a requerir operar la red de transmisión y de distribución de forma diferente, debiendo cambiar y ajustar las curvas de operación de los relés y de los equipos de protección para que se mantenga la operatividad y estabilidad del sistema eléctrico.

Ante la inminente masificación de la energía solar fotovoltaica en los sistemas de distribución, resulta necesario analizar los impactos que esta GD tiene en el mercado mayorista cuando ocurren eventos en el sistema de transmisión, por ejemplo al momento en que se registra una falla a nivel de transmisión y se pierde por milisegundos algún alimentador donde se tiene una inyección importante de energía solar a nivel de distribución y que sale fuera de sincronismo por dicho evento, la Unidad de Transacciones (UT) registra demasiada demanda que no puede ser suplida debido a la pérdida de generación que se ha tenido, lo que puede llevar a una inestabilidad entre generación-demanda, teniendo que ser necesaria la utilización de sistemas de respaldo para obtener de nuevo un balance en un periodo de tiempo hasta que se recupere la GD por parte de los operadores de las distribuidoras para lograr estabilizar el sistema.

Este capítulo se enfocará en analizar los efectos que tiene la masificación de la energía solar conectada en los sistemas de distribución en el mercado mayorista (operado por la UT) ante la ocurrencia de eventos a nivel de transmisión y en analizar las ventajas y soluciones que ofrece ante las problemáticas actuales la opción de tener almacenamiento de energía en las plantas de generación para mejorar la estabilidad del sistema eléctrico a nivel de transmisión.

7.1 Impacto de los GD en el Sistema de Transmisión ante eventos de fallas en la red

Cuando una falla es provocada en el sistema eléctrico y afecta la estabilidad del sistema de transmisión puede ocasionar la salida de operación de una o varias plantas de generación renovable conectadas en el sistema de distribución dependiendo como esté configurado su sistema de protecciones, esto perturba en gran medida la operatividad de la red ya que provoca pérdida de carga, es decir muchos consumidores son afectados al quedar sin suministro de energía eléctrica. Una falla que además ocasiona la pérdida de plantas de generación puede provocar inestabilidad en la frecuencia del sistema, ante esto como se ha mencionado anteriormente en el apartado 5.2, opera el esquema de baja frecuencia de las empresas distribuidoras de energía en el cual se comienza a sacar carga a medida de estabilizar los niveles de frecuencia en el sistema eléctrico.

Estos escenarios son indeseados y las curvas de protección de los equipos se coordinan a modo de poder limpiar fallas rápidamente y evitar afectar todo el sistema eléctrico, una buena coordinación de protecciones acompañado de un buen mantenimiento de las redes eléctricas garantiza una buena operatividad del sistema.

Actualmente al tener pérdida de generación de una planta importante existen unidades generadoras que están como reserva rodante y entran en línea para apoyar al sistema eléctrico, estas plantas de generación que están en espera y que de forma urgente son solicitadas a conectarse al sistema de transmisión deben estar listas y sincronizarse a la red eléctrica, este procedimiento no ocurre en términos de segundos ya que para el proceso de sincronización deben cumplirse los siguientes criterios entre la red eléctrica y la planta generadora: igualdad de voltaje, igualdad de frecuencia e igualdad de secuencia de fases; esta validación puede tomar minutos, alargando el tiempo de afectación de los consumidores y afectando la estabilidad del sistema por periodos prolongados.

Otro aspecto importante con respecto a la reserva rodante es que en El Salvador estas unidades son de tecnología térmica, por lo tanto, al ser necesitadas los costos de los precios de energía se elevan, esto debido a que la generación térmica tiene costos de producción elevados, en ese instante en el que entra en operación la generación térmica los precios de energía tienen un aumento considerable que después se ve trasladado a los precios de las tarifas de energía en el mercado mayorista. Esto sin dejar de lado que se

está quemando combustibles fósiles que afectan al medio ambiente y es algo que se trata de evitar al diversificar la matriz energética del país al incluir más generación renovable no convencional, como lo son las plantas solares y eólicas.

Como se ha mencionado, ante una falla o contingencia los niveles de voltaje, corriente y frecuencia son afectados, ocasionando interrupciones a los consumidores conectados al circuito, como un ejemplo de una falla en redes de transmisión se puede mencionar un caso real reportado por la UT ocurrido en la línea 115 kV de Subestación Nejapa hacia la planta térmica Nejapa Power el día 25 de Marzo de 2020, esto se ha obtenido del informe de la UT con nombre “GOE-RSGC016 Informe de evento en el Sistema Eléctrico de Potencia”, este narra el evento de una falla bifásica en niveles de voltaje de 115 kV, que a causa de la interrupción se dio una pérdida de carga de 58 MW y además provocó la salida de 16.3 MW de generación renovable, en la figura 41 se muestran las curvas de corriente y voltaje línea neutro registrados en el punto de la falla,

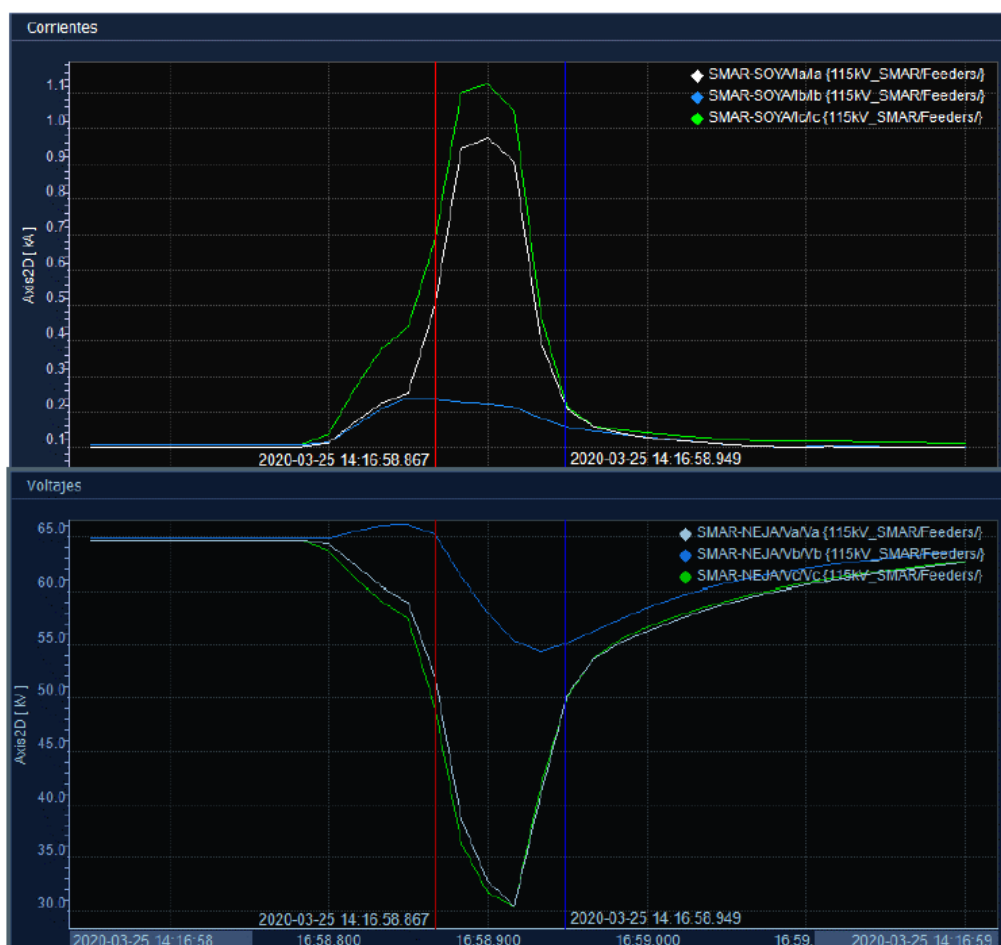


Figura 41: Corrientes y Voltajes Línea Neutro del Circuito en el momento de la falla. Fuente: Unidad de Transacciones (UT), GOE-RSGC016 Informe de evento en el Sistema Eléctrico de Potencia.

La imagen muestra como varían las tensiones y las corrientes en las fases falladas (Fases A y C), esto ocasiona un desbalance en el sistema eléctrico, afectando además la frecuencia, estas perturbaciones de la red de transmisión se trasladan al sistema de distribución provocando la salida de operación de plantas de generación renovables no convencionales, lo cual para este caso representó una salida de línea de 16.3 MW de generación de energía renovable no convencional.

Para el caso del ejemplo, debido a la pérdida de generación registrada y bajo otras circunstancias, la UT se hubiera visto en la necesidad de requerir de reserva rodante para lograr mantener el balance entre generación y demanda, esto debido a que los ajustes en las protecciones de las generadoras fotovoltaicas conectadas en circuitos de distribución actuaron sacándolas de operación, afectando de esta forma los niveles de inyección que se tenían al mercado mayorista por la interrupción en el circuito de transmisión, sin embargo para este caso no fue necesario de la reserva rodante para lograr nuevamente la estabilidad del sistema de transmisión.

En otros escenarios de fallas en la red de transmisión si se crea una inestabilidad más grande entre la demanda y la generación, por lo tanto, obligatoriamente se necesita incorporar la reserva rodante con el fin de lograr el balance entre la demanda y la generación en el sistema eléctrico, a partir de esto se logran recuperar de forma paulatina las cargas que han sido afectadas.

Es importante mencionar que el control y la operación de las plantas solares conectadas a nivel de distribución no se tiene en el mercado mayorista, es decir la UT no les puede pedir directamente hacer ajustes o modificar su generación ya que estas plantas son operadas por las empresas distribuidoras en sus salas de control del sistema.

Las protecciones de las plantas de generación renovable no convencional como las fotovoltaicas, deben cumplir con criterios para que ante pequeños huecos de tensión no salgan de operación, tal y como se mencionó en el apartado 3.4, por lo tanto en la actualidad el operador del sistema de transmisión, es decir la UT, frecuentemente solicita a las distribuidoras que las protecciones de toda la generación distribuida que se va interconectar a la red eléctrica deben cumplir con los tiempos de liberación de fallas propuestos en el ROBCP, esto garantiza la continuidad en la operación de los generadores ante huecos de tensión que no deberían sacar de operación las unidades generadoras, para

el caso de ejemplo mencionado anteriormente, las protecciones de las plantas de generación no convencional no cumplieron con las curvas propuestas de liberación de fallas y por lo tanto significaron una salida de operación innecesaria de alrededor de 16.3 MW de generación renovable.

Para el caso de fallas que son prolongadas o permanentes puede significar de forma necesaria la desconexión de algunas plantas que están conectadas en sectores cercanos a los puntos fallados, y por consecuencia se necesita el apoyo de otras unidades generadoras para balancear las exigencias de la demanda con la generación, aquí entra en juego la reserva rodante como se mencionó anteriormente, sin embargo para agilizar la sincronización de esta generación al sistema eléctrico se necesita de tecnologías que puedan operar en cuestión de segundos y aquí se puede plantear como solución la implementación de los sistemas de almacenamiento.

Las nuevas formas de operar las redes eléctricas requieren de tiempos más rápidos de respuesta, por lo cual ante escenarios de fallas y con el fin de estabilizar los niveles de voltaje y frecuencia es necesario que en la reserva rodante existan tecnologías rápidas que puedan sincronizarse con la red de transmisión en cuestión de segundos ó milisegundos, y esta es una de las bondades que presentan los SAEB ya que como se mencionó anteriormente pueden presentar tiempos de respuestas muy cortos para conectarse a la red, esto se verá más a profundidad en el siguiente apartado.

7.2 Estabilidad del Sistema de Transmisión con la presencia de SAEB en las plantas solares

Debido a su capacidad para inyectar o consumir potencia reactiva, los SAEB pueden ser utilizados para aplicaciones de estabilidad en los sistemas de transmisión ya sea para regulación de voltaje en el punto de entrega donde se encuentren conectados o ante una transferencia de carga en los cuales los perfiles de voltaje se ven disminuidos por la distancia de la línea a las cuales se hace dicha transferencia o en un caso similar a los ejemplos mostrados anteriormente en sistemas de distribución donde la inyección de generadores distribuidos eran utilizados para reducir la demanda de potencia en un circuito, subestación o punto de entrega, esto con la finalidad de tener una mayor

disponibilidad de potencia en el caso de maniobras de emergencia o transferencias de carga que pueden ser programados debido a trabajos de mantenimiento preventivo o correctivo.

Para tener una operación confiable a nivel de transmisión, se requiere que se disponga de reservas de potencia activa, las cuales puedan responder de manera oportuna a cualquier desbalance entre generación y demanda que se tenga en el sistema eléctrico de potencia (SEP), las reservas operativas rodantes (ROR) tienen como función desde dar un seguimiento al minuto de la demanda y la generación hasta inyectar la potencia requerida en caso de tener una falla del sistema de transmisión o perder una unidad de generación importante, de acuerdo a un estudio realizado de iniciativa para energía limpia de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID), las dos formas para poder garantizar una mayor participación de las energías renovables como la solar en la reserva rodante operativa, considerando la intermitencia del recurso son las siguientes:

- Aporte de Regulación de Maquinas Despachadas, adicional al propio para cubrir la que deberían aportar las centrales de energías renovables, de máquinas convencionales (hidráulicas o térmicas) que estén operando en el sistema.
- Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (Battery Energy Storage System – BESS): Estos dispositivos permitirían disponer instantáneamente del monto de potencia correspondiente a la ROR que debería aportar una determinada fuente, por el tiempo que se estipule necesario (10 o 15 minutos),

En dicho documento se recalca que es necesario requerir que la capacidad de regulación de todas las fuentes de generación renovables (incluyendo la solar), sea provista por un sistema de almacenamiento de energía en baterías (SAEB) propios de cada instalación, para que, de esta manera, la fuente de generación renovable no tenga restricciones para su despacho al incluir la regulación secundaria que requiere el operador del sistema a cualquier generador.

Actualmente en El Salvador la planta de generación fotovoltaica Capella Solar en Usulután con capacidad de 100 MW y 140 MW pico, proyecto ejecutado por la empresa francesa NEOEN que inició operaciones en el año 2020, es la única generadora a nivel de transmisión que tiene un sistema de almacenamiento con baterías de iones de litio con

capacidad de 3 MW y 1.5 MWh, esta capacidad de almacenamiento sólo es utilizada como reserva rodante primaria para regulación de frecuencia en el SEP, como tal claramente su capacidad no cumple todas las exigencias del SEP y se siguen utilizando en su mayoría generadores térmicos para dichos eventos a nivel de transmisión.



Figura 42: SAEB en planta Capella Solar, Usulután, El Salvador.

En la figura 43 se observa de manera representativa la influencia de los SAEB para aplicaciones de regulación de frecuencia, la curva negra representa la caída de frecuencia de un sistema sin SAEB para regulación de frecuencia, la curva punteada es la representación del mismo evento, pero con un SAEB con poca carga y la curva roja representa la misma caída de frecuencia, pero con SAEB de respaldo primario para regulación de frecuencia a plena carga para inyectar en dicho sistema ante un desbalance entre la demanda y la generación.

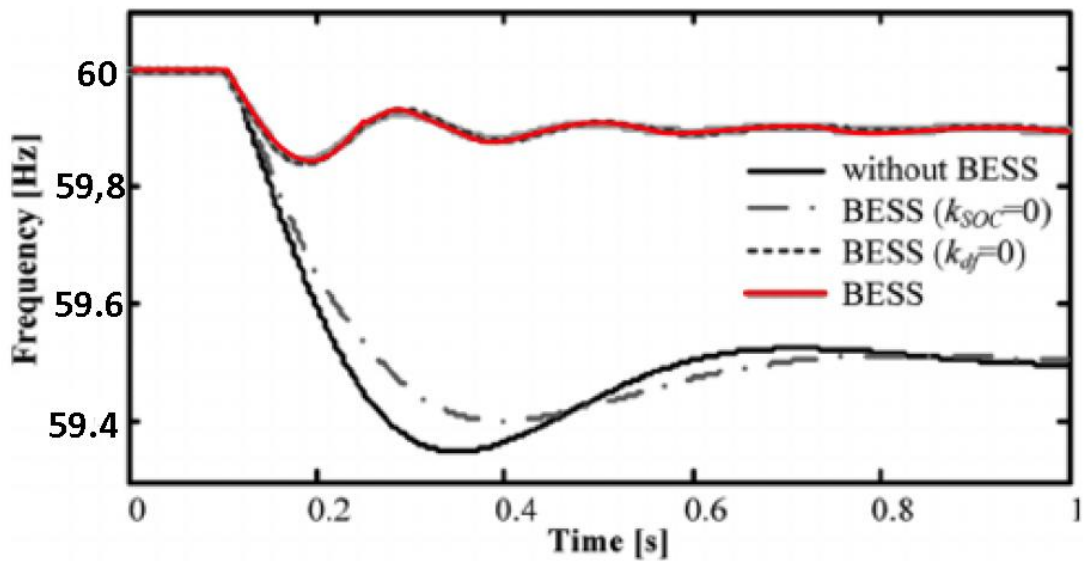


Figura 43: Regulación de Frecuencia SAEB. Fuente: Joan Serban, “Energy storage systems impact on the short-term frequency stability of distributed autonomous microgrids”.

Otra de las ventajas que tienen los SAEB en cuanto a la estabilidad de los sistemas de potencia, es su aporte para contrarrestar las oscilaciones electromecánicas del SEP, estas oscilaciones están en su mayoría asociadas a los rotores de los generadores síncronos del sistema, un estudio realizado por K. Kawabe and A. Yokoyama, “Effective utilization of large-capacity battery systems for transient stability improvement in multi-machine power system. In PowerTech”, 2011 IEEE Trondheim, analiza un caso de un sistema de potencia de 24 barras con dos unidades SAEB conectadas en las barras de consumo, las cuales son utilizadas en el contexto de una falla trifásica la cual es despejada 0.27 segundos después de ocurrida, la figura 44 muestra los ángulos de las máquinas del sistema con y sin SAEB, se puede observar que en el caso sin SAEB, dos generadores en el caso del estudio nombrados G24 y G29 entran en una condición de inestabilidad respecto a los otros generadores, esto se puede observar que no ocurre ante el mismo evento en el caso se tenga la disponibilidad de dos SAEB, esto es debido a que los sistemas de almacenamiento son capaces de elevar la transferencia de potencia eléctrica de salida de las unidades generadoras del sistema de potencia, esta función de los SAEB lleva por consiguiente a una reducción de la aceleración de los ángulos de rotor de los generadores síncronos del sistema,

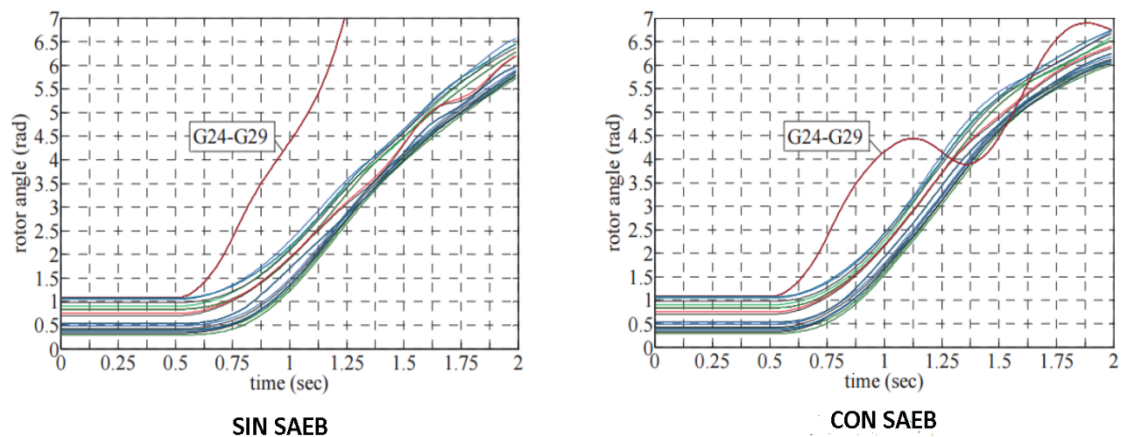


Figura 44: Respuesta del SEP ante una falla trifásica. Fuente: “Effective utilization of large-capacity battery systems for transient stability improvement in multi-machine power system. In PowerTech”, 2011 IEEE Trondheim.

Si analizamos el impacto de la intermitencia del recurso renovable en el mercado mayorista desde el punto de vista económico, dichas intermitencias generan incertidumbre en cuanto a los precios de la energía en el mercado mayorista, con precios bajos cuando la generación de energía renovable se encuentra a su máxima capacidad y precios caros cuando ésta se encuentra en valores mínimos, por lo cual desde el punto de vista de mercado eléctrico la inclusión de los SAEB puede proporcionar una disminución a esta incertidumbre en cuanto a los precios de la energía.

En la actualidad son pocos los países que han adoptado medidas de incentivos para promover la utilización de los SAEB, esto debido a la falta de políticas energéticas y mecanismos financieros que contrarresten el precio actual del almacenamiento de energía, debido a que la compra y venta de energía son dos acciones desligadas por lo que un operador de un SAEB debe pagar impuestos por la energía comprada y luego por la energía vendida, por lo cual es más que necesario medidas regulatorias para la utilización de este tipo de tecnologías en países como El Salvador y otros países de la región; mandatorios y licitaciones han sido efectivos en países desarrollados como Estados Unidos para aumentar la penetración de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías.

CAPITULO 8: Conclusiones

- El análisis de la implementación de los SAEB incorporados a las plantas solares interconectadas a las redes de distribución eléctrica determina que se tienen aplicaciones muy importantes para zonas rurales en donde realizar inversiones de parte de las empresas distribuidoras no es muy rentable, el uso de un SAEB integrado con generadores solares puede resolver problemas de regulación de tensión, eliminar problemas de sobrecargas en troncales de circuitos, optimizar y reducir las pérdidas de energía, ofrecer contingencia N-1 a circuitos que no pueden ser transferidos en escenarios de fallas operando el SAEB como una micro red intencional, entre otras, estas son bondades que ofrecen los sistemas de almacenamiento y que pueden ser aplicados en las plantas solares para mejorar la calidad del servicio a los consumidores de las empresas distribuidoras y del sistema eléctrico de potencia en general, teniendo una mejor operación y aprovechamiento de la gran cantidad de unidades generadoras distribuidas de energía solar.
- Desde el punto de vista de negocios comerciales, industriales, etc., los SAEB aplicados a plantas solares representan muchas ventajas en cuanto a recortes de potencia pico del consumo de su demanda para disminuir los costos de compra de energía y de los cargos por potencia, además un SAEB permite tener autoabastecimiento en escenarios de interrupciones, por lo tanto almacenar energía durante el día cuando se tienen condiciones favorables para la generación solar y utilizarla por las noches o en escenarios de interrupciones del suministro de las distribuidoras resulta con beneficios muy llamativos.
- Actualmente la implementación de los SAEB para plantas solares maneja costos un poco elevados, sin embargo, las proyecciones reflejan que a medida se vaya aumentando el uso de estas tecnologías los precios van a ir reduciendo hasta ser opciones muy factibles y competitivas que traerán muchos beneficios para la integración de las energías renovables y diversificación de la matriz energética, sacando un mejor provecho de la gran cantidad de plantas fotovoltaicas interconectadas en el sistema de distribución.

- Ante la elevada cantidad de generación solar que se está conectando en las redes de distribución y por la limitante que se tiene en algunos sectores de no poder interconectar más plantas generadoras solares por las dificultades operativas resultantes que se presentan como problemas de sobretensión, sobrecarga de líneas, retornos de energía, etc., es muy factible almacenar los excedentes de energía que se producen durante el día en un SAEB e inyectarlos a la red en periodos de la noche o madrugada, horas en las cuales la generación solar es nula, o incluso en horas del día cuando se tiene intermitencia por la variabilidad de producción de energía que representa la generación solar.
- Los SAEB aplicados en plantas fotovoltaicas pueden cumplir una función muy importante para mejorar la estabilidad del sistema de transmisión al estar disponibles como reserva rodante y entrar en operación en tiempos muy pequeños cuando el regulador del mercado mayorista lo requiera, ayudando a estabilizar la demanda con la generación en escenarios de fallas y pérdida de generación de otras tecnologías, apoyando de esta forma a mantener en los rangos adecuados los parámetros de frecuencia y voltaje en el sistema de transmisión.
- Debido a la saturación de energía solar en algunos puntos de entrega de las distribuidoras se está solicitando a los generadores distribuidos limitar o reducir por completo su generación cuando las demandas son menores, esta dificultad podría acrecentarse en un corto-mediano plazo, siendo los SAEB una solución a dicha problemática logrando almacenar los excedentes de energía.
- Para las aplicaciones de micro redes intencionales mediante energía solar fotovoltaica, las baterías de plomo ácido pueden llegar a ser aceptables en un escenario a corto - mediano plazo con una TIR de 8.8 %, y con todos los beneficios técnicos mostrados.

CAPITULO 9: Bibliografía

IEEE:

- IEEE 1547-2018 Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces.
- IEEE-242-2001 Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.
- IEEE Trondheim-2011 Effective utilization of large-capacity battery systems for transient stability improvement in multi-machine power system. In PowerTech

IEC:

- IEC 60909 – 2001 Short Circuit Currents in Three-Phase A.C systems.

SIGET:

- Acuerdo 192-E-2004 Norma de calidad del suministro y servicio eléctrico.
- Acuerdo SIGET 30-E-2011 Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión.
- Anexo 1 del Acuerdo No. 320-E-2011 “Modificación a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico Referente a la Campaña de Perturbaciones”.

Otras referencias:

- Anexo 12 ROBCP Normas de Calidad y Seguridad Operativa.
- Normativa de 2008 de The German Association of Energy and Water Industries (BDEW).
- Palladyum Energy.

- www.pd46energy.com/
- IEA.
www.iea.org/data-and-statistics/charts/technology-mix-in-storage-installations-excluding-pumped-hydro-2011-2016
 - SWITCH CHILE.
switch-montajes.cl/sistemas-baes/
 - Rolls Battery Engineering.
www.rollsbattery.com/
 - Ineltro Electronics.
www.ineltro.eu/
 - Chargetek.
www.chargetek.com/
 - Solar Choice.
www.solarchoice.net.au/
 - Iniciativa Regional USAID para energía limpia
estadisticas.cne.gob.sv/wp-content/uploads/2016/09/Estudio_ROR.pdf
 - Ioan Serban, Remus Teodorescu, and Corneliu Marinescu. Energy storage systems impact on the short-term frequency stability of distributed autonomous microgrids, an analysis using aggregate models. IET Renewable Power Generation.
 - IRENA-International Renewable Energy Agency: “Electricity Storage and Renewables: Cost and Markets to 2030”
 - AEG Power Solutions: “Almacenamiento de Energía: Soluciones Flexibles Conectadas/Sin Conexión a la Red”
 - MERUS POWER: “Energy Storage System, Energy Storage Systems from utility scale applications to island mode micro grids”

- Business & Technology Report: “Battery Energy Storage Overview”
- Tarifas de Electricidad SIGET
<https://www.siget.gob.sv/tarifas-electricidad-ano-2021/>
- Ministerio de Medio Ambiente y Recursos naturales (MARN), Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas” (UCA), Servicio Nacional de Estudios Territoriales (SNET/MARN): “Determinación del Potencial Solar y Eólico en El Salvador”
- Conceptos de Electrotecnia para Aplicaciones Industriales.
<http://www.tms.org/pubs/journals/JOM/jomhome.aspx>
- *The Member journal of Minerals, Metals and Materials Society.*
Disponibile en: <http://www.tms.org/pubs/journals/JOM/jomhome.aspx>