



Dissertação

Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

***“ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO
DE SISTEMAS CON ENERGÍAS RENOVABLES A
PEQUEÑA ESCALA CON NUEVAS TECNOLOGÍAS DE
ALMACENAMIENTO”***

Jorge Luis Ordóñez Domínguez

Leiria, 30 de Septiembre de 2017



Dissertação

Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

***“ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO
DE SISTEMAS CON ENERGÍAS RENOVABLES A
PEQUEÑA ESCALA CON NUEVAS TECNOLOGÍAS DE
ALMACENAMIENTO”***

Jorge Luis Ordóñez Domínguez

Dissertação de Mestrado realizada sob a orientação do(a) Doutor(a) Nuno Gil, Professor(a) da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria e coorientação do(a) Doutor(a) Juan Leonardo Espinoza, Professor(a) da Universidad de Cuenca.

Leiria, 30 de Septiembre de 2017

Dedicatoria

Esta tesis la dedico a:

Siempre en primer lugar a Dios por darme salud y vida para llegar a cumplir mis objetivos.

A mis amados padres Néstor y Rosa, por brindarme su gran amor, apoyo incondicional y paciencia, porque gracias a ellos he tenido la oportunidad de vivir los mejores momentos de mi vida, los amo mucho.

A mi hermano Fernando y hermanas, por apoyarme y estar siempre conmigo en los buenos y malos momentos, y no podía olvidarme de mis queridos sobrinos Camila y Agustín, que con su presencia angelical han traído felicidad a nuestra casa, los/as quiero muchísimo.

En general a toda mi familia por confiar en mí y estar siempre conmigo brindándome su cariño, amistad y apoyo, tengan presente que todos ustedes son muy importantes para mí.

A todos mis amigos por su incondicional amistad y estar siempre ahí en los buenos y malos momentos.

Jorge Luis Ordóñez Domínguez

Agradecimientos

El presente trabajo de tesis le agradezco en primer lugar a Dios y a la Virgencita del Cisne por cuidarme y permitir que una meta más en mi vida se cumpla, porque gracias a su bendición he tenido el privilegio de rodearme de excelentes personas como lo son mi familia, amigos, profesores, etc.

A mis padres y familia, por ser el pilar fundamental que me motivó de manera incondicional a seguir siempre adelante hasta llegar a cumplir mi sueño.

A la Senescyt, Instituto Politécnico de Leiria (IPL) y la Universidad de Cuenca, de manera muy especial a los Doctores Nuno Gil y Juan Leonardo Espinoza, por brindarme su apoyo en la realización de la tesis, ya que con sus conocimientos y gran motivación permitieron terminar con éxito esta etapa de estudio.

Resumen

A escala global, el uso de las fuentes renovables para la producción de energía eléctrica viene aumentando debido al incremento de las necesidades energéticas, la volatilidad de precios de los combustibles fósiles y los problemas ambientales ocasionados por los mismos. En este estudio se realiza un análisis técnico-económico de pequeños sistemas renovables con distintas tecnologías de almacenamiento (Baterías de Plomo, Litio y Flujo), con el fin de determinar la opción para abastecer una demanda residencial en las mejores condiciones de operación. El análisis se realiza a un Sistema Fotovoltaico (SFV) que funciona tanto aislado como conectado a la red, y que abastece la demanda de energía de una vivienda tipo en la ciudad de Cuenca (Ecuador). El software utilizado en este análisis es HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources), el cual facilita la obtención de una configuración óptima de un SFV, aprovechando el recurso solar existente en la zona. Del análisis se concluye que, dadas sus características técnicas, la batería de flujo sería la que mejor se adapte a este tipo de sistemas, sin embargo su costo (y tamaño) es aún una barrera importante, lo cual favorece al uso de las baterías de plomo.

Palabras Clave: *Sistemas Fotovoltaicos, Almacenamiento, HOMER*

Abstract

On a global scale, the use of renewable sources for the production of electricity is increasing due to increased energy needs, volatility of prices of fossil fuels and environmental problems caused by them. This study performs a technical-economic analysis of small renewable systems with different storage technologies (Lead, Lithium and Flow Batteries) in order to determine the option to supply residential demand in the best operating conditions. The analysis is done to a photovoltaic (SFV) system that works both as island and connected to the grid and which supplies the energy demand to a type of housing in the city of Cuenca (Ecuador). The software used in this analysis is HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources), which facilitates obtaining an optimal configuration of an SFV, thus taking advantage of the existing solar resources in the area. From the analysis it is concluded that, given its technical characteristics, a flow battery would be the one that best suits this type of systems, however its cost (and size) is still an important barrier, which favors the use of lead batteries.

Keywords: *Photovoltaic Systems, Storage, HOMER.*

Lista de Figuras

CAPITULO 1

FIG. 1.1: MAPA DE RECURSO EÓLICO DEL ECUADOR.	17
FIG. 1.2: MAPA DE RADIACIÓN SOLAR MEDIA GLOBAL DEL ECUADOR.....	19
FIG. 1.3: UBICACIÓN DE LOS PROSPECTOS GEOTÉRMICOS DEL ECUADOR.....	20
FIG. 1.4: PARTICIPACIÓN DE FUENTES EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DENTRO DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI).....	22
FIG. 1.5: VISTA DEL INFOCENTRO EURO SOLAR IMPLEMENTADO EN LAS COMUNIDADES.....	23
FIG. 1.6: VIVIENDA BENEFICIADA POR EL PROYECTO YANTSA II ETSARI.....	25

CAPITULO 2

FIG. 2.1: MODELO DE ELEMENTOS DE UNA RED ELÉCTRICA INCORPORANDO ALMACENAMIENTO.	33
FIG. 2.2: PICOS DE DEMANDA Y GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.	34
FIG. 2.3: FLUJO DE LA ELECTRICIDAD.....	35
FIG. 2.4: PRINCIPALES TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	37
FIG. 2.5: ESTRUCTURA DE UNA UNIDAD CONVENCIONAL DE VOLANTE DE INERCIA.	38
FIG. 2.6: PARTES DE UN SUPERCAPACITOR.....	40
FIG. 2.7: ESQUEMA DEL FUNCIONAMIENTO BÁSICO DE UNA BATERÍA.....	42
FIG. 2.8: ESTRUCTURA DE BATERÍA SODIO-AZUFRE.	46
FIG. 2.9: FUNCIONAMIENTO DE UNA BATERÍA ION-LITIO.	47
FIG. 2.10: ESQUEMA DE UNA BATERÍA DE FLUJO REDOX.	49
FIG. 2.11: ESTRUCTURA TÍPICA DE UNA PILA DE COMBUSTIBLE.....	51
FIG. 2.12: ELECTROLIZADOR DE HIDRÓGENO.....	52
FIG. 2.13: TIEMPO DE RESPUESTA DE UN SISTEMA SMES COMPARADO CON OTROS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO.	54
FIG. 2.14: SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN FUNCIÓN DEL COSTE CAPITAL POR UNIDAD DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	55

CAPITULO 3

FIG. 3.1: FLUJOS DE ENERGÍA DE UN HOGAR CONECTADO A LA RED, EQUIPADO CON FV Y BATERÍAS.....	61
FIG. 3.2: EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.....	69
FIG. 3.3: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO.	70
FIG. 3.4: TIPOS DE AUTOCONSUMO.....	71
FIG. 3.5: INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO EN INSTALACIONES AISLADAS.	71
FIG. 3.6: INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO INSTANTÁNEO CON INYECCIÓN A LA RED.	72
FIG. 3.7: INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO INSTANTÁNEO CON INYECCIÓN CERO.	72
FIG. 3.8: INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO CONECTADO A LA RED CON BATERÍAS.	74
FIG. 3.9: DIAGRAMA DE BLOQUES DE UN AUTO ELÉCTRICO PURO.....	75

CAPITULO 4

FIG. 4.1: ESTRUCTURA DEL MODELO BAPSI.	79
FIG. 4.2: DISEÑO DEL SISTEMA CON ENERGÍAS RENOVABLES AISLADO.....	82
FIG. 4.3: CUADRO DE DATOS DEL CONSUMO IMPORTADOS DESDE EXCEL (O TOMADO DE LA BASE DE DATOS DE HOMER).....	83
FIG. 4.4: PERFIL DE CARGA DE CONSUMO DE UNA SEMANA.	84
FIG. 4.5: CUADRO DE CONFIGURACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.....	84
FIG. 4.6: CUADRO DE VALORES DE RADIACIÓN SOLAR PARA LOS PANELES FOTOVOLTAICOS, IMPORTADOS DESDE EXCEL O PÁGINAS WEB.....	85
FIG. 4.7: CUADRO DE CONFIGURACIÓN DEL INVERSOR.	85

FIG. 4.8: CUADRO DE CONFIGURACIÓN DE LA BATERÍA DE PLOMO.	86
FIG. 4.9: CUADRO DE CONFIGURACIÓN DE LA BATERÍA DE LITIO.	86
FIG. 4.10: CUADRO DE CONFIGURACIÓN DE LA BATERÍA DE FLUJO.	86
FIG. 4.11: CURVA DE VIDA ÚTIL DE LA BATERÍA DE PLOMO.	87
FIG. 4.12: CURVA DE VIDA ÚTIL DE LA BATERÍA DE LITIO.	88
FIG. 4.13: DATO DE VIDA ÚTIL DE LA BATERÍA DE FLUJO INTRODUCIDO EN HOMER.	88
FIG. 4.14: DISEÑO UN SISTEMA CON ENERGÍAS RENOVABLES CONECTADO A LA RED.	89
FIG. 4.15: CUADRO DE CONFIGURACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA.	89
FIG. 4.16: UBICACIÓN DE LA CIUDAD DE CUENCA EN EL MAPA DE ECUADOR.	91
FIG. 4.17: RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS EN HOMER PARA UN SISTEMA AISLADO.	91
FIG. 4.18: RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS EN HOMER PARA UN SISTEMA RENOVABLE CONECTADO A LA RED.	92

CAPITULO 5

FIG. 5.1: SISTEMAS RENOVABLES FV, SIN CONEXIÓN (A) Y CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA (B).	95
FIG. 5.2: FLUJO EFECTIVO DEL SISTEMA CON BATERÍAS DE PLOMO.	97
FIG. 5.3: FLUJO EFECTIVO DEL SISTEMA CON BATERÍAS DE LITIO.	97
FIG. 5.4: FLUJO EFECTIVO DEL SISTEMA CON BATERÍAS DE FLUJO.	98
FIG. 5.5: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA FV MENSUAL PARA BATERÍAS PLOMO Y LITIO.	98
FIG. 5.6: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA FV MENSUAL PARA BATERÍA DE FLUJO.	98
FIG. 5.7: PERFIL DE CARGA PRIMARIA DE CA Y PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EXCESIVA DE BATERÍA DE PLOMO. ...	99
FIG. 5.8: PERFIL DE CARGA PRIMARIA DE CA Y PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EXCESIVA DE BATERÍA DE LITIO.	100
FIG. 5.9: PERFIL DE CARGA PRIMARIA DE CA Y PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EXCESIVA DE BATERÍA DE FLUJO. ..	100
FIG. 5.10: ESTADO DE CARGA DE LA BATERÍA DE PLOMO DURANTE UN AÑO.	102
FIG. 5.11: ESTADO DE CARGA DE LA BATERÍA DE LITIO DURANTE UN AÑO.	102
FIG. 5.12: ESTADO DE CARGA DE LA BATERÍA DE FLUJO DURANTE UN AÑO.	102
FIG. 5.13: POTENCIA DE SALIDA DE PANELES FV.	102
FIG. 5.14: COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN FV DURANTE UNA SEMANA.	103
FIG. 5.15: POTENCIA DE SALIDA (kW) DEL INVERSOR. (FUENTE: HOMER)	103
FIG. 5.16: REPRESENTACIÓN DE COSTOS DE LOS PANELES FV, RED ELÉCTRICA E INVERSOR.	105
FIG. 5.17: PRODUCCIÓN ELÉCTRICA MENSUAL FV Y RED ELÉCTRICA.	106
FIG. 5.18: POTENCIA DE SALIDA DE PANELES FV.	106
FIG. 5.19: ENERGÍA COMPRADA A LA RED ELÉCTRICA QUE INGRESA AL SISTEMA.	106
FIG. 5.20: POTENCIAL VENTA DE ENERGÍA A LA RED ELÉCTRICA.	107
FIG. 5.21: CURVAS DE COMPRA Y VENTA DE ENERGÍA A LA RED ELÉCTRICA.	107
FIG. 5.22: ESTADO DE CARGA DE LAS BATERÍAS DURANTE UN AÑO.	107
FIG. 5.23: ENERGÍA DE SALIDA DEL INVERSOR.	108
FIG. 5.24: CUADRO DE RESULTADOS APLICANDO LA POSIBLE BAJA DE COSTOS DE LOS EQUIPOS DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN CON ENERGÍAS RENOVABLES (FV) SIN CONEXIÓN A LA RED.	110
FIG. 5.25: CUADRO DE RESULTADOS APLICANDO LA POSIBLE BAJA DE COSTOS DE LOS EQUIPOS DE UN SISTEMA RENOVABLE CONECTADO A LA RED.	111
FIG. 5.26: RESULTADOS OBTENIDOS AL CONSIDERAR VARIANTES DE VENTA DE ENERGÍA A LA RED ELÉCTRICA.	112

Lista de Tablas

CAPITULO 1

TABLA 1.1: POTENCIAL HIDROELÉCTRICO DEL ECUADOR.....	16
TABLA 1.2: PROYECTOS EÓLICOS EN DESARROLLO.	17
TABLA 1.3: CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL SFD.....	24
TABLA 1.4: COBERTURA ANUAL DEL SERVICIO ELÉCTRICO.	29
TABLA 1.5: PRECIOS PREFERENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES.....	30
TABLA 1.6. PRECIOS PREFERENTES DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS HASTA 50 MW EN (CUSD/KWH).....	30

CAPITULO 2

TABLA 2.1: CARACTERÍSTICAS Y PRESTACIONES DE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO.....	56
---	----

CAPITULO 3

TABLA 3.1: COMPARACIÓN TÉCNICA ENTRE BATERÍAS DE LITIO FOSFATO DE HIERRO Y POLÍMERO DE LITIO.....	65
TABLA 3.2: TIPOS DE BATERÍAS PARA VEHÍCULOS ELÉCTRICOS.....	77

CAPITULO 4

TABLA 4.1: RESUMEN DE CARACTERÍSTICAS Y COSTOS DE EQUIPOS.....	87
--	----

CAPITULO 5

TABLA 5.1: RESUMEN DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CON HOMER PARA UN SISTEMA SIN CONEXIÓN A LA RED.	96
TABLA 5.2: GEI GENERADOS PARA UN SISTEMA AISLADO CALCULADOS POR HOMER.....	103
TABLA 5.3: RESUMEN DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CON HOMER PARA UN SISTEMA CONECTADO A LA RED.	104
TABLA 5.4: GEI GENERADOS PARA UN SISTEMA CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA CALCULADOS POR HOMER.....	108
TABLA 5.5: RESUMEN DE EMISIONES DE CH ₄ CALCULADOS COMO EMISIONES DIFUSAS.	109
TABLA 5.6: RESUMEN DE CARACTERÍSTICAS Y NUEVOS COSTOS DE EQUIPOS.	110

Lista de Siglas

ARCONEL - Agencia de Control y Regulación de Electricidad

ARES - Advanced Rail Energy Storage

BaPSi - Battery-Photovoltaic-Simulation

BESS - Battery Energy Storage Systems

BID - Banco Interamericano de Desarrollo

CAES - Compressed Air Energy Storage

CAN - Costo Presente Neto

CONELLEC – Consejo Nacional de Electrificación

DG - Generación Distribuida

DOD - Depth of Discharge

EC - carbonato de etileno

EMAC - Empresa Pública de Aseo de Cuenca

ER – Energías Renovables

ERNC - Energías Renovables no Convencionales

ESS - Energy Storage Systems

FERUM - Programa de Energización Rural y Electrificación Urbano-Marginal

GEF - Global Environmental Facility

GEI - Gases de Efecto Invernadero

GWEC - GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL

HOMER - Hybrid Optimization Model for Electric Renewable

HRES - Sistema Híbrido de Energías Renovables

INP - Instituto Nacional de Preinversión

MEER - Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

NASA - National Aeronautics and Space Administration

PCM - Phase Change Materials

PEV - Plug-in Electric Vehicle

PHS - Pumped Hydro Storage

RAE - Región Amazónica Ecuatoriana

SC – Supercondensadores

SFD - Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios

SFV - Sistemas Fotovoltaicos

SNI – Sistema Nacional Interconectado

SMES - Superconducting Magnetic Energy Storage

SOC - State of Charge

SOH - State of Health

UTES - Underground Thermal Energy Storage

VRLA - Valve Regulated Lead Acid

ZEBRA - Zero Emission Battery Research Activities

Índice

Lista de Figuras	ix
Lista de Tablas	xii
Lista de Siglas	xiv
Índice	xvii
CAPITULO 1. ENERGIAS RENOVABLES EN ECUADOR	14
1.1 Situación actual de energías renovables en Ecuador.....	14
1.1.2 Recursos renovables en Ecuador	15
1.1.2.1 Potencial hidroeléctrico	15
1.1.2.2 Potencial eólico	16
1.1.2.3 Potencial solar	18
1.1.2.4 Potencial en geotermia	19
1.1.2.5 Biogás	20
1.1.2.6 Biomasa	21
1.2 Energías renovables a pequeña escala en Ecuador	22
1.2.1 Proyecto Euro-Solar	23
1.2.2 Proyecto Yantsa li Etsari.....	24
1.3 Potencial a pequeña escala de las energías renovables (ER) en los sectores rurales.....	25
1.3.2 Estudios de potenciales proyectos de energía renovable (solar) en zonas aisladas de Ecuador.....	26
1.4 Externalidades de la generación renovable en el sistema ecuatoriano (caso de fotovoltaica con y sin conexión a la red).....	27
1.4.1 Regulación CONELEC 004-11 (001-13) “Tratamiento para la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales”	30
CAPITULO 2. ESTADO DEL ARTE DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO.....	32
2.1 Importancia del almacenamiento de la electricidad	32
2.2 Aplicación del almacenamiento de electricidad	35
2.3 Tipos De Sistemas De Almacenamiento.....	36
2.3.1 Energía Mecánica	37
2.3.1.1 Volantes de Inercia.....	37
2.3.2 Energía Electromagnética	39
2.3.2.1 Supercondensadores.....	39
2.3.3 Energía Térmica.....	41
2.3.4 Energía Electroquímica	41
2.3.4.1 Baterías	41

2.3.4.2 Baterías de Flujo.....	48
2.3.4.3 Pilas de Hidrogeno	51
2.4 Categorías de Aplicación	53
2.5 Análisis técnico de los sistemas de almacenamiento	53
2.6 Criterios Generales De Evaluación De Los Sistemas De Almacenamiento	57
2.6.1 Eficiencia	57
2.6.2 Durabilidad.....	57
2.6.3 Densidad de energía y de potencia.....	58
2.6.4 Fiabilidad	58
2.6.5 Tiempo de respuesta.....	58
2.6.6 Capacidad de almacenamiento: potencia y energía.....	58
2.6.7 Costo	58
CAPITULO 3. ANALISIS DE NUEVAS TECNOLOGIAS DE ALMACENAMIENTO (BATERIAS ION-LITIO Y BATERIAS DE FLUJO) APLICADOS EN INSTALACIONES CON ENERGIAS RENOVABLES (SOLAR) A PEQUEÑA ESCALA.....	60
3.1 Beneficio energético de los sistemas FV con baterías	60
3.2 Evolución de los sistemas de almacenamiento utilizados en pequeñas instalaciones con energía renovable (Solar).....	61
3.2.1 Baterías Ion-Litio	63
3.2.1.1 Litio-Cobalto.....	64
3.2.1.2 Litio-Manganeso	64
3.2.1.3 Litio Fosfato de Hierro.....	64
3.2.1.4 Polímero de Litio	65
3.2.2 Baterías de Flujo Redox.....	66
3.2.2.1 Batería de Vanadio (VRB).....	66
3.2.2.2 Zinc-Bromo (Zn-Br).....	66
3.2.2.3 Polisulfuro-Bromo (PSB) o Regenesys.....	67
3.2.3 Baterías de Plomo-Acido.....	68
3.3 Uso de baterías en escenarios de autoconsumo a pequeña escala	70
3.3.1 Autoconsumo en Instalaciones Aisladas.....	71
3.3.2 Autoconsumo instantáneo con inyección a la red.....	71
3.3.3 Autoconsumo instantáneo con inyección cero.....	72
3.3.4 Autoconsumo por balance neto.....	73
3.3.5 Autoconsumo conectado a la red con baterías	73
3.4 Integración de un Auto eléctrico como sistema de almacenamiento auxiliar	74
3.4.1 Efecto de un Vehículo Eléctrico en la Red de Distribución Eléctrica.....	75

CAPITULO 4. METODOLOGIA: SIMULACION DE ESCENARIOS APLICADOS A UNA PEQUEÑA INSTALACION FOTOVOLTAICA CON BATERIAS DE PLOMO, LITIO Y FLUJO	78
4.1 Metodología	79
4.1.1 Excel	80
4.1.2 Homer	80
4.1.2.1 Simulación	81
4.1.2.2 Optimización	81
4.1.2.3 Análisis de sensibilidad	81
4.1 Sistema de generación con energías renovables sin conexión a la red	82
4.2.1 Carga	83
4.2.2 Paneles fotovoltaicos (FV).....	84
4.2.3 Inversor	85
4.2.4 Baterías	85
4.3 Sistema de generación con energía renovable conectado a la red	88
4.3.1 Costo de Red Eléctrica.....	89
4.4 Simulaciones	90
4.4.1 Características del sitio de estudio	90
4.4.2 Simulación de un sistema renovable sin conexión a la red	91
4.4.3 Simulación en Homer de un sistema renovable con conexión a la red	92
CAPITULO 5. ANALISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SIMULACION DE ESCENARIOS .	94
5.1 Evaluación de resultados obtenidos en simulaciones	94
5.1.2 Resultado de optimización.....	94
5.1.2 Resultado de la simulación y discusión	94
Caso I: Sistema de generación con energías renovables (FV) sin conexión a la red	95
Caso II: Sistema de generación con energías renovables (FV) conectado a la red	104
5.2 Análisis de sensibilidad.....	109
5.2.1 Variando el costo de los equipos	109
Caso I: Sistema de generación con energías renovables (FV) sin conexión a la red	110
Caso II: Sistema de generación con energías renovables (FV) conectado a la red	111
5.2.2 Variando el precio de venta de energía	111
5.3 Discusión	112
CAPITULO 6. CONCLUSIONES	115
BIBLIOGRAFIA.....	118
ANEXOS.....	124
CAPITULO 4	124
ANEXO 4.1	124

ANEXO 4.2	125
ANEXO 4.3	126
ANEXO 4.4	127
ANEXO 4.5	128

CAPITULO 1. ENERGIAS RENOVABLES EN ECUADOR

1.1 Situación actual de energías renovables en Ecuador

Las energías renovables son aquellas que se obtienen de fuentes inagotables, como el sol, el viento, el calor de la Tierra, las mareas, entre otras, y su disponibilidad no disminuye con su uso (Lopez, 2017). El estudio de alternativas energéticas no convencionales se ha realizado desde hace mucho tiempo atrás debido, entre otros factores, al alto costo que tenían las energías convencionales. Por ejemplo, en el siglo XIX ya se tuvieron los primeros adelantos en energías renovables debido a que en ese entonces los combustibles fósiles tenían gran demanda, y con tendencia a agotarse en el futuro (ERENOVABLE, 2015). En las últimas décadas, otro factor que ha incentivado el cambio de la matriz energética es el calentamiento global, teniendo en cuenta que los combustibles fósiles utilizados en centrales de generación térmica emiten significativas cantidades de gases de efecto invernadero (GEI), alrededor del 36.26%, por lo que es imperiosa la necesidad de buscar nuevas fuentes de energía que reemplacen a las contaminantes sin alterar el ritmo de vida de las personas, ciudades o países (Molina, Haunreite, Villamar, Guevara, & Bravo, 2016).

A nivel mundial el desarrollo de las energías renovables no convencionales varía mucho entre regiones, ya que su generación dependerá en gran medida de los recursos con que cuenta cada región como por ejemplo: clima, hidrología, radiación solar, etc. En la actualidad se tiene un mayor desarrollo de varias tecnologías para generar electricidad a partir de fuentes renovables, gracias a avances en los países donde su demanda energética se ha incrementado de una forma acelerada. Los países industrializados como Estados Unidos, Canadá, Japón, China y los países Europeos están a la vanguardia tecnológica de las energías renovables no convencionales (Soete, Schneegans, Eröcal, Angathevar, & Rasiah, 2015). En América Latina las energías renovables también están teniendo un crecimiento considerable, debido al incremento del consumo de energía, los problemas de seguridad energética, la posibilidad de exportar energía hacia países vecinos, el aumento de la competitividad de estas tecnologías, etc., lo que ha permitido potenciar los recursos de la región hacia la generación de energía limpia y sostenible (Díaz, Cano, & Murphy, 2016). Por ejemplo, Brasil, que siempre ha tenido un aporte

hidroeléctrico importante, es actualmente el país latinoamericano que más energía eólica produce, situándose incluso entre los 10 países con mayor capacidad instalada en el mundo (GWEC, 2016).

Ecuador tiene mucho potencial para el desarrollo de energías renovables debido a su situación geográfica y climatológica, lo que le convierte en un país rico en recursos naturales con fines energéticos. Desde tiempo atrás el Ecuador se ha abastecido en su matriz de generación eléctrica de aproximadamente el 50% de energía hidroeléctrica (renovable) combinada con un porcentaje similar de energía térmica (no renovable) proveniente de combustibles fósiles. Sin embargo, esta situación viene cambiando en los últimos años debido a que el Estado ecuatoriano viene construyendo una serie de proyectos, particularmente hidroeléctricos, a fin de incrementar la oferta de generación de energía limpia que, además de resultar más barata, permite una mayor soberanía energética. Este aspecto se detalla más adelante, en la sección 1.1.2.1.

En el Ecuador, el organismo encargado del desarrollo de las energías renovables es el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), a través de la Subsecretaría y direcciones correspondientes, y tiene como objetivo fomentar el desarrollo de estas fuentes de energía, para lo cual promueve la identificación del potencial del recurso renovable en el país. Dicho levantamiento de información permite posteriormente la implementación de proyectos para garantizar la cobertura de servicio eléctrico de todo el país, sobre todo en sectores rurales y aislados (CONELEC, 2014).

1.1.2 Recursos renovables en Ecuador

A pesar de que nuestro país presenta una gran riqueza de recursos renovables de todo tipo, hasta el siglo pasado el único recurso renovable aprovechado fue el hídrico. A continuación se indica el potencial de generación renovable que tiene el país y que podría reemplazar a los combustibles fósiles:

1.1.2.1 Potencial hidroeléctrico

El Ecuador cuenta con un importante potencial de recursos hidroeléctricos. Existen 11 sistemas hidrográficos (de los 31 existentes) con un potencial teórico de aproximadamente 74.000 MW. La capacidad instalable técnica y económicamente aprovechable se estima en unos 21.500 MW, 90% en la vertiente amazónica y 10% en la vertiente del Pacífico (Tabla 1.1). (Gomelsky, 2013)

Tabla 1.1: Potencial hidroeléctrico del Ecuador.

Cuencas Hidrográficas	Potencial Técnicamente Aprovechable (MW)	Potencial Económicamente Aprovechable (MW)
VERTIENTE DEL PACÍFICO		
Mira	488,50	-
Esmeraldas	1.878,50	1.194,00
Guayas	310,70	-
Cañar	112,20	-
Jubones	687,70	590,00
Puyango	298,70	229,00
Catamayo	459,60	
SUBTOTAL 1	4.235,90	2.013,00
VERTIENTE DEL AMAZONAS		
Napo-Coca	6.355,00	4.640,00
Napo-Napo	5.929,50	3.839,00
Pastaza	1.434,00	1.121,00
Santiago-Namangoza	5.810,60	4.006,00
Santiago-Zamora	5.857,60	5.401,00
Mayo	859,00	500,00
SUBTOTAL 2	26.245,70	19.507,00
TOTAL	30.481,60	21.520,00

Fuente: (CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2012-2021)

Durante el año 2016 se han incorporado 2.261 MW de potencia instalada al Sistema Nacional Interconectado, contando con una capacidad instalada total en generación de 8.226 MW, de los cuales 4.640 MW (56,4%) provienen de fuentes renovables y 3.586 MW corresponde a fuentes no renovables (MEER, 2016). Al 2017, la generación hidroeléctrica alcanzará el 90%, reduciendo al 8% a las termoeléctricas y al 2% a la no convencional (EL TELÉGRAFO, 2016).

1.1.2.2 Potencial eólico

A pesar de su ubicación ecuatorial, el país tiene un potencial eólico interesante para la generación de energía eléctrica, es decir con velocidades de viento mayores a los 3 m/s. Las áreas con mayor potencial están ubicadas en las provincias de Carchi, Imbabura, Pichincha, Cotopaxi, El Oro, Azuay y Loja, con el proyecto ya conocido Villonaco. El Atlas Eólico del Ecuador (Fig. 1.1), elaborado para el MEER en el año 2013, presenta las condiciones anuales de viento para todo el territorio Ecuatoriano con una resolución de 200m x 200m. Sobre la base de esta información, se estimó un potencial de generación

eléctrica a partir de parques eólicos instalados en las zonas con mejor recurso de viento, elaborando dos escenarios: el Potencial Bruto Total y el Potencial Factible a Corto Plazo. El primero considera todos los sitios bajo 3000 m.s.n.m., con velocidades mayores a 7m/s. El segundo, además de estas restricciones, considera los sitios que están a una distancia menor o igual a 10 km de la red eléctrica y carreteras.

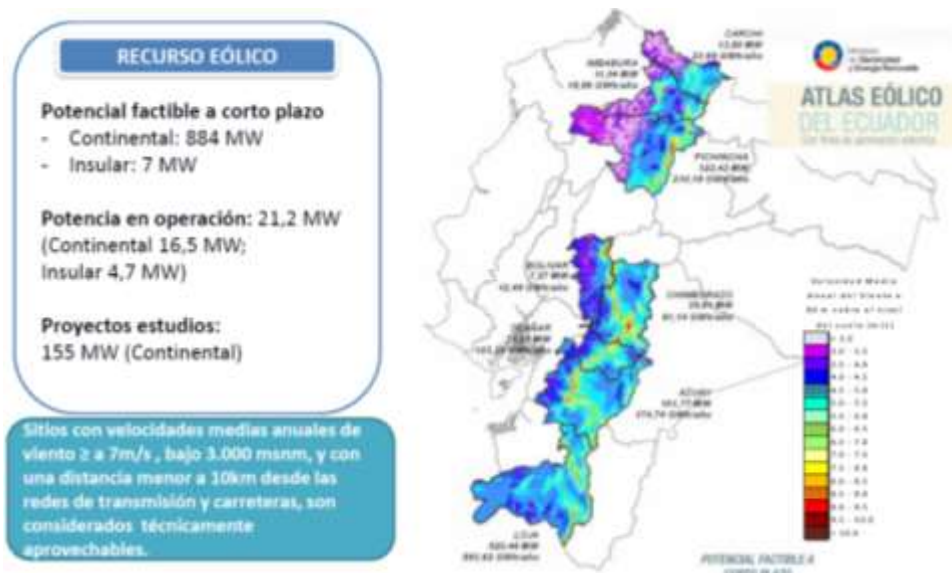


Fig. 1. 1: Mapa de recurso eólico del Ecuador. (Fuente: (MEER, 2015))

El Potencial Disponible Bruto Total se estimó en el orden de 1.670 MW y el Potencial Factible a Corto Plazo total de 891 MW (Continental: 884 MW, Insular: 7MW), con factores de planta en un rango de 20% a 35%. En la tabla 1.2 se indican algunos proyectos eólicos que se implementaron y están en estudios

Tabla 1. 2: Proyectos eólicos en desarrollo.

	Potencia efectiva [MW]
Villonaco (Funcionamiento)	16,5
Salinas Etapa I (Estudios)	15
Salinas Etapa II (Estudios)	25
Membrillo – Chinchas (Estudios)	110

Fuente: (CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2012-2021)

En la ciudad de Loja, el Parque Eólico Villonaco, ubicado a 2.720 msnm, es actualmente el más grande en el país y el único instalado en el territorio continental. Los 11 aerogeneradores instalados en el cerro Villonaco tienen una capacidad instalada de 1,5 MW cada uno y producen energía limpia desde inicios del 2013, con una inversión aproximada de USD 44 millones (Sanchez, 2016). En Galápagos el Parque Eólico Baltra cuenta con 3 aerogeneradores de 750 kW, con una capacidad total de 2.25 MW. Para la

evacuación de la energía producida se cuenta con un sistema de interconexión desde la isla Baltra a la isla Santa Cruz compuesto por redes subterráneas, aéreas y submarinas. El tercer parque existente en el país, en funcionamiento desde el 2007, es el instalado en la isla San Cristóbal, también en la provincia de Galápagos. Este parque tiene una capacidad de 2.4 MW formado por tres aerogeneradores ubicados en el cerro el Tropezón (Vélez, 2016).

Además, están en estudios los proyectos de otros parques eólicos, como el Minas de Huascachaca, mismo que se encuentra ubicado a 84 Km al suroeste de la ciudad de Cuenca por la vía Girón - Pasaje, en la parroquia San Sebastián de Yúluc, en el Cantón Saraguro perteneciente a la provincia de Loja. De acuerdo a los resultados del Estudio de Factibilidad y a estudios complementarios, se ha determinado que el proyecto eólico estaría constituido por 25 aerogeneradores de 2 MW cada uno, con una altura del buje que podría ser de 80 m, para un total de 50 MW. La energía media bruta anual es de aproximadamente 122,88 GWh y un factor de planta estimado del 28%. (ELECAUSTRO S. A., 2016)

1.1.2.3 Potencial solar

El Ecuador por su posición en el paralelo cero presenta condiciones muy buenas en la incidencia de radiación solar en su territorio. La energía solar puede convertirse en calor o electricidad. Las zonas que registran sol por más de tres horas al día son favorables para aprovechamientos térmicos, como secado solar, calentamiento de agua y generación eléctrica (Explored, 1998). El Ecuador presenta en promedio 4 horas de sol al día y que además es constante durante todo el año. La generación de electricidad a partir del sol es de gran uso especialmente en lugares en donde no se puede llegar con la red eléctrica, debido a que su implementación sería muy elevada por la compleja geografía de algunos lugares en nuestro país.

El CONELEC (hoy ARCONEL) publicó en el año 2008 el Atlas Solar del Ecuador, que incluye la cuantificación del potencial solar disponible y sus posibilidades de generación eléctrica, permitiendo que gracias a su ubicación geográfica nuestro país pueda aprovechar el recurso solar durante todo el año con un nivel de radiación promedio de 4575 Wh/m²/día (Espinoza & Peláez, 2015)). En la Fig. 1.2 se puede observar que el Ecuador cuenta con un gran potencial solar, que debe ser aprovechado para suplir las necesidades por falta de abastecimiento de energía principalmente en los sectores aislados.

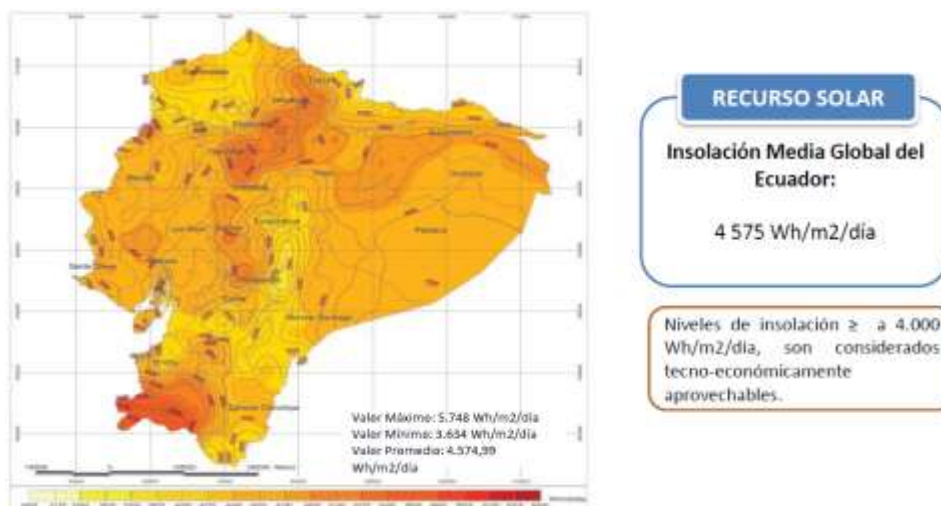


Fig. 1. 2: Mapa de radiación solar media global del Ecuador. (Fuente: (MEER, 2015))

Al contar con estos estudios, en el 2011 se aprobó la Regulación 004/11 que establecía precios especiales para la energía eléctrica generada con energías renovables no convencionales (ERNC). Sobre esta base se generó interés de algunos desarrolladores de proyectos con energía solar fotovoltaica. Entre 2011 y 2012, el CONELEC aprobó la instalación y operación de 17 proyectos de generación eléctrica con paneles fotovoltaicos en Imbabura, Pichincha, Manabí, Santa Elena y Loja, entre otras provincias, por un total de 272 MW. Esto equivalía aproximadamente al 6% de la capacidad instalada en generación en el país (Vinueza, 2015). Del total de esta potencia hasta 200 MW se entregarían a empresas que ofertaron siete proyectos de más de 20 MW y el resto a firmas con iniciativas de pequeña generación. Todo ello representaba una inversión de USD 700 millones hasta el 2015. Sin embargo, para finales del año 2014 apenas 25 MW de potencia solar fotovoltaica se encontraban instalados en el Ecuador. Esta potencia se cubrió con 23 proyectos de 1 MW y uno de 2 MW, ubicados principalmente en las provincias de Loja, El Oro e Imbabura (Espinoza & Peláez, 2015).

1.1.2.4 Potencial en geotermia

Ecuador se encuentra en el cinturón de fuego del Pacífico y existen posibilidades de aprovechamientos geotérmicos dadas sus características vulcanológicas, lo cual presenta gran potencial termal, como puntos de agua caliente, flujos de lodo, emanaciones de vapor, etc. Existen unas 17 áreas prioritarias en 9 provincias, entre ellas tenemos: Tufiño en Carchi, Chachimbiro en Imbabura y Chalupas en Cotopaxi. El potencial geotérmico de los proyectos Tufiño-Chiles (139 MW), Chalupas (282 MW) y Chachimbiro (113 MW), localizados en las tierras altas del centro norte del Ecuador, alcanza a 534 MW. Otras perspectivas geotérmicas prometedoras han sido reconocidas en años más recientes,

como Chacana (418 MW) y Alcedo (150 MW); además de Chimborazo, Guapán, Cuenca, entre otros, donde los datos limitados no permiten una estimación del potencial. (Vinueza, 2015) En términos generales, en la Fig. 1.3 se aprecia la ubicación y los potenciales de los estudios realizados en cuanto a geotermia.

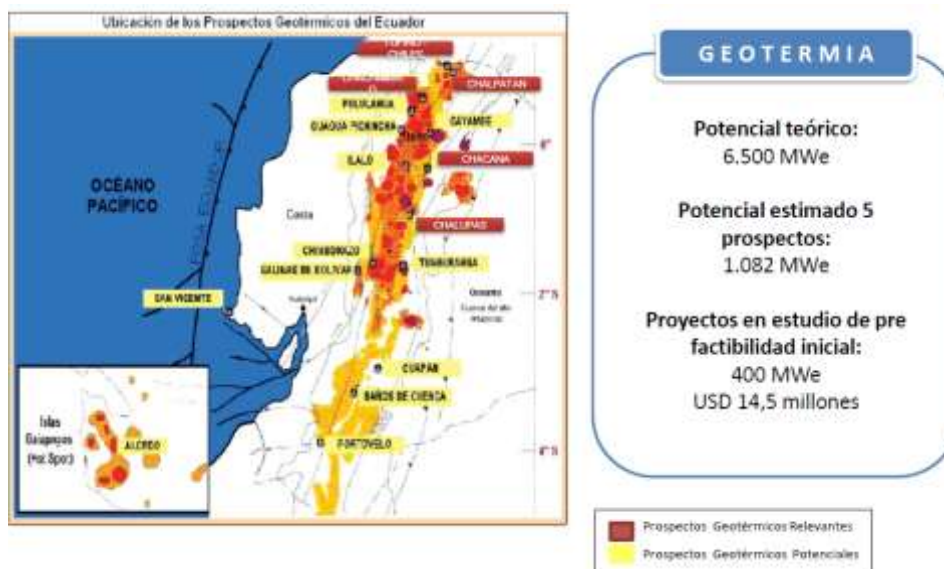


Fig. 1. 3: Ubicación de los prospectos geotérmicos del Ecuador. (Fuente: (MEER, 2015))

1.1.2.5 Biogás

Existen pocos proyectos que producen biogás en Ecuador. Esto se da por la falta de conocimiento sobre la tecnología y a su vez por los costos de desarrollo y construcción de estos proyectos. En el Ecuador el 85% de los residuos sólidos generados, se arrojan en cuerpos de agua, quebradas, terrenos baldíos y basureros clandestinos, causando graves problemas sanitarios y ambientales afectando a los recursos naturales y a las poblaciones vecinas. Tan solo el 15% de los residuos sólidos se disponen en rellenos sanitarios sin que ello garantice que existan adecuados procesos de gestión de residuos, e inclusive muchas veces los rellenos sanitarios mal gestionados generan los mismos problemas que los botaderos en el ecosistema y las comunidades circundantes. El manejo integral de residuos sólidos, lastimosamente aún no constituye una prioridad en el país (Vinueza, 2015).

Es de importancia mencionar que La Empresa Pública de Aseo de Cuenca - EMAC EP tiene un relleno sanitario técnicamente manejado, de los mejores de Latinoamérica, además de poseer certificaciones internacionales ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001, que procuran una gestión de la calidad, control medioambiental eficaz, cuidado de la salud y seguridad laboral. (Vinueza, 2015)

Aprovechando estas condiciones la EMAC EP, ejecutó el proyecto Pichacay, en su relleno sanitario que está ubicado a 21 kilómetros de la ciudad de Cuenca, y contempla el abastecimiento de la demanda de energía nacional a través del sistema de biogás proveniente del relleno, resultando una potencia de 2MW. La construcción de este proyecto tienen una inversión aproximada de USD 2.70 millones y contempla la perforación de 30 pozos profundos para extraer el biogás y conducirlo hasta el sistema que elimina su humedad, que posteriormente canaliza el producto por una tubería de polietileno de alta densidad, conectada a dos motores generadores de 1MW de potencia cada uno. La disponibilidad estimada será de 864 m³/h de biogás, teniendo una energía media anual de 7.013 MWh-año. (ARCONEL, 2016)

1.1.2.6 Biomasa

Existen algunas plantas que producen energía y vapor en un esquema de cogeneración y venden excedentes a la red interconectada, vinculadas a la industria azucarera aunque en una de ellas no solamente se utiliza bagazo de caña sino también otros residuos agrícolas. Las más importantes son Ecoelectric (36,5 MW, utiliza bagazo y otros residuos agrícolas), San Carlos (35 MW) y E cud os (29,8 MW). (Gomelsky, 2013)

Por otro lado en el país existen posibilidades para el desarrollo de un mercado de biocombustibles para ser utilizados en motores de propulsión para transporte, mezclados con combustibles fósiles derivados del petróleo. Además podría promoverse la mano de obra en la cadena agroindustrial de la caña de azúcar y la palma aceitera que podrían alcanzar de manera estimada los 120.000 empleos entre directos e indirectos, sobre todo en la fase agrícola (Gomelsky, 2013). En el caso del etanol ya se comercializa en la ciudad de Guayaquil una mezcla E5 (5% bioetanol y 95% gasolinas entre base y alto octano). Puede llegarse a una meta de una mezcla promedio del 5% (E5, la actual Ecopaís) entre el 2016 y 2017, y 10% (E10) para todo el país alrededor del 2020. Para ello se requiere la siembra de una superficie adicional de caña de azúcar de alrededor de unas 40.000 a 50.000 hectáreas. En el caso del biodiesel la situación es distinta que para el bioetanol, ya que la agroindustria ecuatoriana de la palma aceitera cuenta con excedentes de aceite crudo de palma que se están exportando, actualmente unas 240.000 toneladas (Gomelsky, 2013).

Al utilizar estos excedentes de aceite crudo de palma para producir biodiesel se podría llegar a comercializar una mezcla hasta B15 con una penetración total en el mercado de diésel para transporte hacia al final del período 2012-2030, pudiendo aumentarse en base a otras biomásas y tecnologías. En 2013 se promulgó un decreto

ejecutivo estableciendo metas de mezclas obligatorias para la industria petrolera, en un plan comenzando con B3 y hasta B5. Asimismo, se analizó y se está considerando la implementación de un plan de sustitución parcial de diésel por biodiesel en mezclas para todos los tipos de consumo fijos (generación eléctrica, industria) y móviles (motores marinos y terrestres) en las Islas Galápagos, dentro de la iniciativa “Cero combustibles fósiles en Galápagos”. (Gomelsky, 2013)

Considerando el diverso potencial que tiene el Ecuador para generación con energías renovables, en los próximos años contará con una de las matrices de generación eléctrica más competitivas y limpias del mundo, generando más del 90% de su energía con fuentes renovables y posibilitando un mejor aprovechamiento de sus recursos naturales. Esto garantizará además márgenes de reserva de energía y potencia que permitan en todo momento asegurar el abastecimiento de energía eléctrica.

En la Fig. 1.2 se indica cómo se ha proyectado la participación de las fuentes de generación eléctrica, esto con visión hacia una seguridad energética en el sector eléctrico que permita a futuro un aumento en la participación de este tipo de tecnologías (renovables).

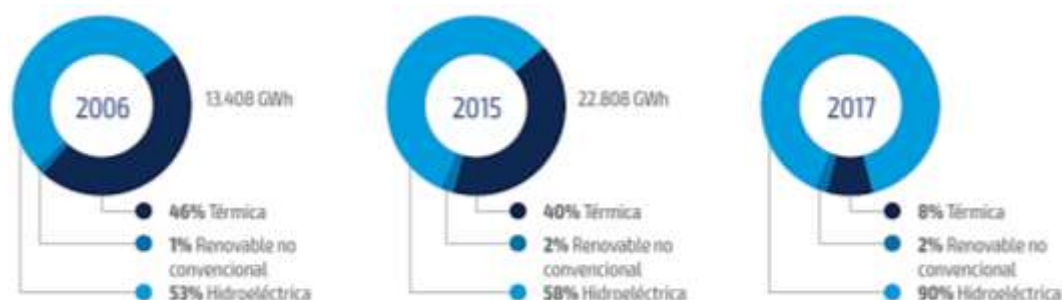


Fig. 1. 4: Participación de fuentes en la generación eléctrica dentro del Sistema Nacional Interconectado (SNI). (Fuente: (Delgado & Dávalos, 2016))

1.2 Energías renovables a pequeña escala en Ecuador

En Ecuador el uso de las energías renovables a pequeña escala aún no ha trascendido significativamente, esto debido a que se ha tenido prioridad en la implementación de proyectos de gran magnitud (proyectos hidroeléctricos), para suplir las principales demandas de energía por parte del sector residencial e industrial. Sin embargo, dada la necesidad de un cambio en el rumbo de las políticas del sector eléctrico, es necesario aumentar la participación de las energías renovables para cubrir

principalmente el servicio eléctrico en los sectores que aún no ha llegado la red eléctrica, como son el caso de los sectores urbano marginal y rural. A continuación se describen brevemente algunos proyectos implementados en esa línea.

1.2.1 Proyecto Euro-Solar

En diciembre de 2006 existió la iniciativa por medio de programas como Euro-Solar y el fondo FERUM (Programa De Energización Rural Y Electrificación Urbano-Marginal), para impulsar la generación de energía eléctrica renovable mediante el recurso solar en zonas rurales alejadas de las redes de distribución. A través de un convenio regional suscrito en el 2006 entre la Unión Europea y 8 países de Latinoamérica (entre ellos Ecuador), este programa tiene entre sus metas mejorar las condiciones de vida (salud, educación y telecomunicaciones) de 91 comunidades rurales del país. Las 91 comunidades están localizadas en las provincias de Guayas, Morona Santiago, Pastaza, Orellana, Napo, Sucumbíos y Esmeraldas (CONELEC, 2013). Cada comunidad beneficiaria cuenta con un kit tecnológico constituido por:

- Un sistema fotovoltaico de 1100 Wp,
- Acceso a internet y telefonía IP por medio de conexión satelital V-SAT
- Iluminación de instalaciones comunitarias
- Equipos informáticos (5 computadores portátiles, 1 equipo multifunción, 1 proyector)
- Refrigerador para medicinas y purificador de agua
- Cargador de baterías.

Con este proyecto se beneficia a 39629 habitantes. En la Fig. 1.5 se puede ver el infocentro Euro Solar con el que cuentan las comunidades que integran el proyecto.



Fig. 1. 5: Vista del infocentro Euro Solar implementado en las comunidades. (Fuente: (MEER, 2016))

1.2.2 Proyecto Yantsa li Etsari

Otro programa implementado como medida para mejorar las condiciones de vida de las comunidades aisladas que no cuentan con servicio eléctrico, es el proyecto “Yantsa li Etsari” o “Luz de Nuestro Sol” ubicado en la provincia de Morona Santiago, en la región amazónica del área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR. Este proyecto cuenta con dos etapas, La primera etapa consistió en la implementación de 290 Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios (SFD), el costo del proyecto fue financiado con recursos provenientes del FERUM 2008 y 2010. La segunda etapa fue financiada por FERUM 2010, en esta etapa más de 2000 SFD fueron instalados (Urdiales, 2014). Este proyecto busca dar solución energética con la instalación de aproximadamente 2.500 sistemas fotovoltaicos aislados (Espinoza & Peláez, 2015).

➤ Características principales del SFD implementado

Cada sistema está concebido de tal modo que, pueda brindar a los hogares beneficiados el servicio de iluminación y el consumo de un artefacto en C.A. de baja potencia, además tiene características especiales y una capacidad limitada (Ver Tabla 1.3).

Tabla 1. 3: Características principales del SFD.

Descripción	Cantidad	Unidad
Potencia del sistema (paneles)	2×75=150	Wp
Capacidad de la batería	150	Ah
Profundidad de descarga de la batería	60	%
Capacidad útil (batería) 150×0.6	90	Ah
Voltaje del sistema en CC	12	Vcc
Voltaje del sistema en CA	110	Vca
Capacidad disponible [Ah×Vcc]	1080	Wh/día
Carga permitida en CC	225	Wh/día
Carga permitida en CA	306.67	Wh/día
Consumo total por día	531.67	Wh/día

Fuente: (Macancela Zhumi, 2012)

Los sistemas instalados de este proyecto se encuentran muy aislados y en lugares de difícil acceso para el personal de mantenimiento de la Centrosur quienes arriban a las comunidades por diferentes medios de transporte entre los que se destaca el fluvial por medio de lanchas con motores fuera de borda. Debido a la falta de acceso, el mantenimiento de los SFV se lo realiza periódicamente cada tres meses. En la Fig. 1.6 se observa una vivienda que cuenta con un SFD implementado en este proyecto.



Fig. 1. 6: Vivienda beneficiada por el proyecto Yantsa li Etsari. (Fuente: (Guamán & Ordóñez, 2014))

1.3 Potencial a pequeña escala de las energías renovables (ER) en los sectores rurales

Para conseguir un crecimiento económico con equidad de la población se debe incorporar a los sectores rural y urbano-marginal al proceso de desarrollo del país. Dicho alcance requiere que estas poblaciones también dispongan de servicios básicos que permitan impulsar sus capacidades socio-económicas. La energía eléctrica es una de las herramientas prioritarias que requiere la población para el desarrollo de sus actividades y por lo tanto es necesario desarrollar los estudios suficientes de tal manera que este servicio sea cubierto en su totalidad.

Considerando esta situación y teniendo en cuenta que el Ecuador cuenta con un atlas solar y eólico que contiene una base de datos medidos de radiación solar y velocidad de viento respectivamente que permitirían potenciar las energías renovables en sectores aislados de la red eléctrica. En cuanto a la electrificación rural, según el Censo de Población y Vivienda realizado el año 2010 por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, el porcentaje total de viviendas con energía eléctrica alcanzó el 94,77%, en el área Urbana, mientras que en el área Rural se ubicó en el 89,03% (MEER, 2016). Con el fin de mejorar la calidad de vida y contribuir a la reducción de la pobreza en el Ecuador, se continuará ampliando la cobertura de los servicios energéticos, en especial, en los sectores rurales y urbanos marginales. Para ello, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable trabajará de manera permanente en búsqueda de la universalización del acceso a la electricidad. Se plantea como meta que al 2040 el acceso a este servicio alcance el 98,8% (Delgado & Dávalos, 2016).

Las soluciones basadas en extensión de red, se han restringido al tornarse cada vez más costosas para zonas aisladas y además presentan graves efectos en el deterioro de la calidad del servicio debido a que se debe mejorar el sistema de distribución de energía. El acogimiento de mecanismos alternativos de generación energética y de aprovechamiento eficiente de la energía se encuentra en etapas tempranas en el país pero gozan del apoyo institucional estatal para tener un crecimiento continuo. Por lo tanto en las siguientes secciones se describen algunas alternativas potenciales que ayudarían a mejorar la cobertura del servicio eléctrico en zonas que no cuentan con la cobertura parcial o total de la red eléctrica.

1.3.2 Estudios de potenciales proyectos de energía renovable (solar) en zonas aisladas de Ecuador

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) como ente de formulación de la política nacional del sector eléctrico, promueve la adecuada gestión de proyectos de electrificación rural con energía renovable no convencional, para lo cual trabaja con varios actores del sector eléctrico, Organizaciones No Gubernamentales, entre otros, a fin de definir una estrategia que permita la consolidación de proyectos de energía renovable en zonas aisladas (MEER, 2016) .

➤ Electrificación rural con energías renovables (energía solar fotovoltaica) en zonas aisladas del Ecuador – Proyecto BID/GEF

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), impulsa la iniciativa del Gobierno ecuatoriano, no únicamente como ente financiador de este tipo de proyectos, sino a través de la difusión de las experiencias vividas por otros países en este ámbito. Tal es así que a través del BID, se logró un financiamiento no reembolsable por parte del Fondo Mundial del Ambiente (Global Environmental Facility, GEF), para el desarrollo de un proyecto denominado “Electrificación Rural con Energías Renovables en Zonas Aisladas del Ecuador”, con un costo de \$4.699.090, y que tiene los siguientes objetivos (MEER, 2016):

- Aplicación de un modelo de gestión en las Empresas Eléctricas para asegurar la sostenibilidad de los proyectos de electrificación rural.
- Mejorar las capacidades de los actores locales en diseño, implementación, operación, mantenimiento y evaluación de sistemas.
- Aumentar el acceso de la población a la electricidad en zonas rurales con energía renovable.
- Evaluar el impacto de proyectos off-grid.

- Diseminar resultados a nivel local y regional.

Este proyecto incrementará el acceso sostenible a electricidad en comunidades rurales aisladas de Ecuador a través de sistemas domiciliarios o micro-redes alimentados por energías renovables, principalmente energía solar fotovoltaica. Las comunidades pertenecen a las Provincias de la Región Amazónica Ecuatoriana (RAE), región con un alto índice de pobreza (59% en comparación con la media del 29% en Ecuador). La RAE comprende 6 provincias que son: Orellana, Pastaza, Napo, Sucumbíos, Morona Santiago, Zamora Chinchipe, entre estas seis provincias, una destaca por sus bajos niveles de acceso a servicios básicos, como es el caso de Morona Santiago. La población de Morona Santiago se caracteriza por ser mayoritariamente rural (el 66% de su población total) (MEER, 2016). Este proyecto busca contribuir en la mejora de las condiciones de vida de las poblaciones, apoyándolas en la disminución de la pobreza, el aislamiento y la marginación de sus condiciones socio-económicas. En la siguiente sección se expone en síntesis sobre las externalidades que se pueden presentar en la generación renovable, al incluirla al sector energético del país.

1.4 Externalidades de la generación renovable en el sistema ecuatoriano (caso de fotovoltaica con y sin conexión a la red)

Las actividades humanas conllevan a tener impactos positivos y/o negativos, estos impactos pueden reflejarse en aspectos ambientales, económicos y sociales. En la actualidad se tiene un sistema económico donde estos impactos tienen un reflejo parcial en el precio final y se consideran externalidades a todos aquellos costos o beneficios que no se ven reflejados en el precio del mercado de algún bien o servicio. Las externalidades podemos tenerlas por el lado de la oferta y la demanda; pueden ser negativas, cuando las acciones de un agente reducen el bienestar de otros agentes de la economía; positivas, cuando las acciones de una agente aumentan el bienestar de otros agentes de la economía; y posicionales, cuando se depende de la posición respectiva de los actores y/o bienes, entre otros, en una situación (Moreno, 2013). Para este estudio, considerando las externalidades que envuelven al sector energético, se tiene una clasificación de externalidades positivas que son:

- Generación de empleos
- Aumento en la educación
- Avances tecnológicos

- Acceso a servicios básicos como electricidad
- Mejora en la calidad de vida
- Movilidad

Y entre las externalidades negativas están:

- Contaminación del aire
- Cambio climático antropogénico
- Contaminación del agua
- Contaminación acústica
- Regulaciones mal diseñadas
- Sobre explotación de campos para la siembra de biocombustibles
- Despojos de tierras
- Costos elevados en las tarifas

Tomando esta idea, se tiene que la generación de energía por medio de fuentes renovables, como el caso de la fotovoltaica tiene un gran potencial para ser aplicada en Ecuador, pero el costo bajo que representa la producción de energía con otras fuentes (hidroeléctricas) comparado con los costos de producción fotovoltaica es uno de los principales factores a que no se incremente la instalación de SFV (Sistemas Fotovoltaicos) en el país.

Por otro lado, la falta de empoderamiento de la población con estas soluciones y su no incorporación en el proceso de identificación de necesidades e instalación, ha limitado en gran medida su sostenibilidad (MEER, 2016). Aunque los niveles de cobertura eléctrica aumentaron significativamente en los últimos años, tanto en áreas urbanas como rurales, es primordial llegar a toda la población, ya sea mediante ampliación de las redes de distribución, la instalación de mini-redes abastecidas por energías renovables (eólica, solar, etc.), o por suministro individual (paneles fotovoltaicos).

En la tabla 1.9 se presenta los porcentajes de cobertura de servicio eléctrico de todas las regiones del Ecuador, desde 2005 hasta 2014, donde se observa un aumento sostenido de casi 5 puntos a nivel nacional.

Tabla 1. 4: Cobertura Anual del Servicio Eléctrico.

Región / Provincia	AÑO									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Región Sierra	94.81%	95.27%	95.69%	96.08%	96.43%	96.91%	97.38%	97.78%	98.00%	98.48%
Azuay	96.18%	96.55%	96.88%	97.16%	97.41%	97.56%	97.52%	97.76%	98.15%	98.76%
Bolívar	82.92%	84.07%	85.16%	86.18%	87.14%	88.21%	89.03%	89.73%	90.68%	90.85%
Cañar	93.83%	94.45%	95.00%	95.49%	95.92%	95.92%	96.21%	96.35%	95.78%	96.18%
Carchi	95.99%	96.34%	96.66%	96.93%	97.17%	97.34%	97.52%	97.68%	97.95%	99.07%
Cotopaxi	87.43%	88.27%	89.06%	89.81%	90.52%	91.79%	93.45%	94.92%	95.60%	96.87%
Chimborazo	90.81%	91.11%	91.36%	91.58%	91.77%	92.03%	92.49%	92.83%	92.87%	94.26%
Imbabura	93.64%	94.38%	95.06%	95.70%	96.30%	97.36%	98.30%	98.85%	98.33%	99.25%
Loja	89.21%	90.47%	91.67%	92.81%	93.89%	94.88%	96.92%	97.73%	98.60%	99.37%
Pichincha	98.31%	98.50%	98.69%	98.85%	99.00%	99.29%	99.41%	99.42%	99.46%	99.47%
Tungurahua	95.65%	95.90%	96.13%	96.35%	96.56%	96.93%	97.24%	98.07%	98.99%	99.46%
Santo Domingo de los Tsáchilas	93.05%	93.78%	94.44%	95.02%	95.54%	96.19%	96.88%	98.10%	98.02%	98.88%
Región Costa	91.56%	92.06%	92.51%	92.94%	93.34%	93.82%	95.76%	96.90%	96.16%	96.07%
El Oro	96.19%	96.50%	96.78%	97.04%	97.28%	97.38%	96.09%	96.64%	97.54%	98.18%
Esmeraldas	82.81%	84.15%	85.38%	86.53%	87.60%	89.03%	93.66%	95.46%	90.83%	91.51%
Guayas	94.99%	95.11%	95.21%	95.31%	95.39%	95.42%	96.62%	96.87%	95.81%	95.78%
Los Ríos	87.60%	88.63%	89.58%	90.45%	91.25%	91.52%	93.42%	97.39%	97.50%	98.37%
Manabí	86.51%	87.45%	88.33%	89.16%	89.94%	91.34%	96.91%	98.22%	98.52%	97.43%
Santa Elena	87.30%	88.02%	88.72%	89.38%	90.02%	91.42%	88.90%	92.90%	92.83%	90.81%
Región Amazónica	74.93%	76.84%	78.60%	80.22%	81.72%	83.89%	85.53%	88.61%	91.44%	93.70%
Morona Santiago	68.95%	70.37%	71.76%	73.12%	74.45%	77.13%	76.21%	83.87%	85.25%	90.95%
Napo	77.74%	80.36%	82.67%	84.70%	86.50%	87.36%	87.13%	87.33%	88.22%	86.97%
Pastaza	78.07%	79.06%	80.03%	80.98%	81.91%	82.15%	81.59%	81.40%	81.59%	87.58%
Zamora Chinchipe	82.21%	83.47%	84.65%	85.76%	86.81%	88.52%	93.07%	95.74%	96.09%	98.88%
Sucumbíos	77.15%	78.68%	80.13%	81.51%	82.83%	86.41%	88.51%	89.70%	95.26%	96.10%
Orellana	70.05%	73.26%	76.14%	78.71%	81.01%	83.07%	87.46%	92.61%	97.94%	98.11%
Región Insular	98.40%	98.70%	98.93%	99.12%	99.28%	99.50%	99.34%	99.48%	99.67%	99.67%
Galápagos	98.41%	98.70%	98.93%	99.13%	99.28%	99.50%	99.34%	99.48%	99.67%	99.67%
Zonas No Delimitadas	75.37%	76.69%	77.96%	79.19%	80.38%	81.73%	79.16%	85.74%	86.61%	83.08%
Nacional	92.32%	92.86%	93.35%	93.80%	94.22%	94.78%	96.01%	96.90%	96.77%	97.04%

Fuente:(ARCONEL, 2016)

Si bien Ecuador presenta un buen porcentaje de cobertura de energía eléctrica gracias a que una de sus principales fuentes de generación de energía son las grandes hidroeléctricas, existen aún zonas donde no es posible dotar del servicio con la red convencional y se abre la posibilidad de proveer de electricidad a partir de fuentes renovables no convencionales. En este sentido el CONELEC (ARCONEL), como el ente encargado de regular los costos de producción de energía, a partir de la política estatal de promover estas fuentes, implementó en el año 2011 la regulación 004-11 que se expone a continuación.

1.4.1 Regulación CONELEC 004-11 (001-13) “Tratamiento para la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales”

La Regulación CONELEC 004-11 establece los requisitos y los precios preferentes de la energía para proyectos de energías renovables no convencionales y también centrales hidroeléctricas menores a 50 MW, conectadas a la red o en sistemas aislados. Sin embargo esta regulación ha sido abolida, y desde mayo de 2013 se la conoce como Regulación CONELEC 001-13 (CONELEC, 2013). Esta actualización establece el tratamiento para “La participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”, en el sector eléctrico ecuatoriano (generación eólica, termoeléctrica, corrientes marinas, biomasa, biogás, geotérmica e hidroeléctricas menores a 50 MW). Esta incluye precios preferentes (tablas 1.5 y 1.6), pero en este caso se excluye la energía solar fotovoltaica. Además establece el despacho preferente a toda la energía producida por este tipo de centrales, salvo en condiciones de inseguridad del sistema (Espinoza & Peláez, 2015).

Tabla 1. 5: Precios preferentes de energías renovables.

CENTRALES	PRECIO (cUSD/kWh) Territorio Continental	PRECIO (cUSD/kWh) Territorio Insular de Galápagos
ERNC		
Eólicas	11.74	12.91
Fotovoltaicas	40.03	44.03
Solar Termoeléctrica	25.77	28.34
Corrientes Marinas	32.43	35.67
Biomasa y Biogás	11.08	12.19
Geotérmicas	13.81	15.19

Fuente: ((CONELEC, 2012)- (CONELEC, 2013))

Tabla 1. 6. Precios preferentes de centrales hidroeléctricas hasta 50 MW en (cUSD/kWh).

HIDROELÉCTRICAS MENORES A 50 MW	
Centrales Hidroeléctricas Hasta 10 MW	7.81
Centrales Hidroeléctricas Mayores a 10 MW Hasta 30 MW	6.86
Centrales Hidroeléctricas Mayores a 30 MW Hasta 50 MW	6.51

Fuente: (CONELEC, 2013)

Los costos para las ERNC indicados en las tablas anteriores son fijos por todo el período contractual, sin ningún tipo de reajuste por inflación y fueron establecidos por el CONELEC en base a parámetros internacionales. La capacidad en proyectos menores a 1 MW, que se califiquen bajo la modalidad descrita en la presente Regulación, dentro de las respectivas áreas de concesión de las empresas distribuidoras, no podrá superar el

6% de la demanda máxima de la distribuidora a finales del año inmediato anterior (CONELEC, 2013).

El límite de 6% sobre capacidad instalada para la generación con ERNC es naturalmente dinámico, variando los MW máximos a contratar a medida que crece la capacidad instalada, y fue establecido en base a criterios de impacto sobre las finanzas públicas, es decir mantener dentro de límites aceptables el aumento del aporte del Estado establecido en el Mandato Constituyente 15 que se produciría en virtud de los mayores costos de la generación con ERNC (Gomelsky, 2013).

Dado esto y con el cambio tecnológico que se tiene hoy en día, cada año el precio de la energía fotovoltaica tiende a bajar, además al contar con energía más económica como la obtenida con las hidroeléctricas, no resultaría rentable consumir energía más costosa si se tiene una gran producción de energía con un costo menor. Sin embargo otros factores que incentivaría la implementación de este tipo de sistemas sería la reducción de emisiones de CO₂, ahorro por pérdidas en distribución (entrega de energía a la red, creación de micro-redes inteligentes), apoyo en generación para suplir parte de la demanda en las cocinas eléctricas, transferencia de tecnología, generación de empleo, etc.

Sin duda mientras el mundo siga evolucionando, es necesario buscar nuevas alternativas que permitan seguir desarrollando adecuadamente el crecimiento socioeconómico. Las mejores soluciones siempre estarán centradas en el uso de las energías renovables, puesto que con el avance tecnológico se pueden disminuir las adversidades (económicas, ambientales, etc.) que representan la implementación de estos sistemas renovables. Para esto una solución viable a estudiarse puede presentarse mediante la innovación de nuevos sistemas de almacenamiento de energía, que adaptados con las necesidades de los usuarios, harían más sostenibles los proyectos con energías renovables. Por lo cual en el siguiente capítulo 2 se describen las distintas tecnologías de almacenamiento que son utilizadas en aplicaciones que involucran directamente a las energías renovables.

CAPITULO 2. ESTADO DEL ARTE DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

Con el crecimiento de la población y el desarrollo socio-económico, la demanda de energía tiende a incrementarse en los distintos sectores como el industrial, residencial, transporte, etc. En la actualidad los recursos energéticos tradicionales (combustibles fósiles) cada vez están disminuyendo o generando mayores problemas ambientales por lo que se promueve el ahorro energético y se incentiva la generación con energías renovables (solar, eólica, geotérmica, etc.). Al generar con fuentes renovables se presenta el inconveniente de tener intermitencia debido a la dependencia de los factores climáticos como la radiación solar, viento, entre otros. Para mejorar el rendimiento y la fiabilidad de estas fuentes, lo que se propone es la integración de sistemas de almacenamiento de energía (Energy Storage Systems, ESS), que permitan aprovechar con eficiencia la energía generada. Los dispositivos de almacenamiento de energía están desempeñando un papel importante en todos los sistemas eléctricos, desde dispositivos electrónicos pequeños, movilidad eléctrica, red eléctrica (generación, transmisión, distribución y uso final).

Actualmente la necesidad del uso de las tecnologías de almacenamiento ha obligado que se desarrollen investigaciones importantes en países como EEUU, Japón, Alemania, Dinamarca, etc. Por ejemplo, para el año 2020 todos los países miembros de la Unión Europea tienen la meta de producir el 20 % de la energía total de fuentes renovables (De León Guerra, 2010) donde la participación de los dispositivos de almacenamiento será importante.

2.1 Importancia del almacenamiento de la electricidad

Las redes eléctricas se enfrentan hoy a una evolución sin precedentes, tanto en la producción como en el consumo, que requiere una gestión óptima. La necesidad del almacenamiento de energía se vincula directamente a que la generación y el consumo de electricidad no son constantes, pues estos tienen variaciones durante todo el año. Existen plantas de generación que proporcionan energía de modo continuo (suministran energía de base). Y hay plantas que se ponen en marcha para abastecer a la red en momentos de alto consumo y luego se detienen: generan energía de pico (Morante,

2014). Por lo normal este tipo de plantas requieren salir periódicamente de servicio por distintas razones como: detenciones accidentales o de urgencia, mantenimiento planificado, incremento de fluctuaciones en la provisión de energía; esto ocasiona que los generadores produzcan más energía que la demandada, y en ciertos momentos se da que la cantidad de energía demandada excede la ofrecida dando lugar al problema como la pérdida de abastecimiento de energía.

La introducción de sistemas de almacenamiento permite la acumulación de energía durante el tiempo en que la producción excede al consumo, es decir que la cantidad almacenada se usa cuando la demanda excede a la producción y permite mantener la planta de generación a un nivel constante, o con variaciones más pausadas. Estas condiciones dan lugar a un nuevo panorama y requieren cambiar el tradicional modelo de elementos de la red eléctrica (Generación, transmisión, distribución, consumo), en el cual se hace necesario incluir el almacenamiento de energía (Fig. 2.1).

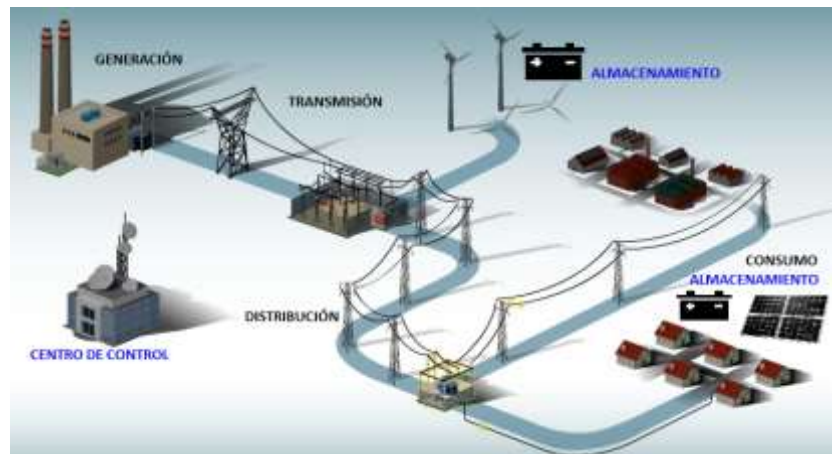


Fig. 2. 1: Modelo de elementos de una red eléctrica incorporando almacenamiento. (Fuente: REE)

El modelo actual de generación produce energía que es directamente consumida solo unos momentos después. Cualquier desequilibrio puntual como por ejemplo, cuando una central eólica o fotovoltaica cesa su generación, debe ser compensado poniendo en marcha una nueva fuente de energía que en algunos casos tiene tiempos de respuesta elevados, del orden de minutos. Dado este problema, la integración de elementos destinados al almacenamiento de la energía permitiría optimizar las curvas de demanda y las curvas de producción, lo cual llevará a un incremento de eficiencia, reducción de costes, mayor facilidad de gestión de la planta y un aumento de su vida media. En la Fig. 2.2 se puede observar dicha optimización, en la que un sistema de almacenamiento de energía sustituye a una central eléctrica de emergencia o respaldo.

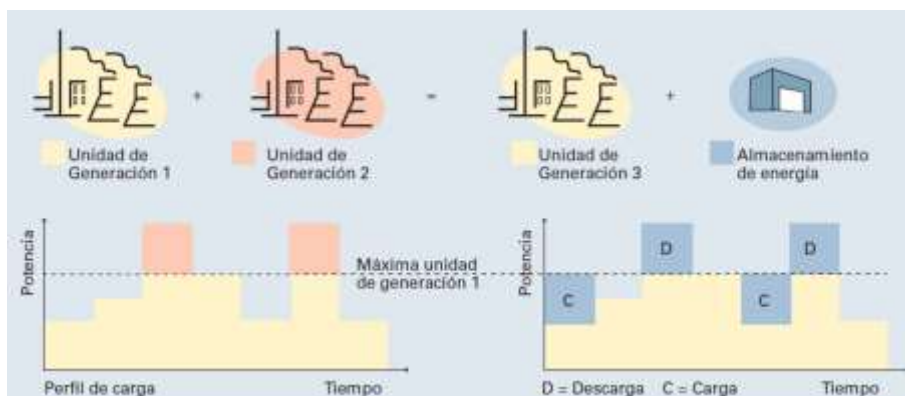


Fig. 2. 2: Picos de demanda y generación de electricidad. (Fuente: (Morante, 2014))

En la figura 2.2 se puede distinguir que la energía almacenada en períodos valle, es devuelta a la red durante los picos de demanda pasando así a satisfacer la demanda energética con una sola planta de generación, operando a un rendimiento más elevado, cuando sin almacenamiento se precisaba de dos plantas de generación operando durante largos intervalos de tiempo a bajo rendimiento.

El primer caso de la Figura 2.2 presenta dos problemas principales:

- No se consigue optimizar de manera adecuada la capacidad de generación de la unidad 1.
- La instalación de una segunda unidad representa un coste muy elevado.

En el segundo caso los sistemas de almacenamiento de energía permitirán aprovechar la capacidad de generación de la unidad 1 durante todo el día, donde el proceso de carga se producirá durante los valles de consumo de electricidad, y alternativamente la descarga de los sistemas de almacenamiento se darán durante los picos de consumo. Esta alternativa es ideal principalmente por estos motivos:

- ❖ El tiempo de respuesta del sistema de almacenamiento de energía es más rápido que la puesta en marcha de una segunda unidad de generación.
- ❖ El coste de instalación del sistema de almacenamiento es menor que el de la instalación de una segunda unidad generadora.

Considerando el análisis anterior, también se puede efectuar una racionalización de los recursos a pequeña escala, como sería el caso la instalación de paneles solares en los techos de las viviendas (Fig. 2.3). Tomando en cuenta el principio que durante la noche no se puede generar electricidad en ausencia del sol, se tiene que las necesidades de la vivienda dependen solo de la red, pero en este caso, la integración de un sistema de almacenamiento de energía (baterías) permitiría una optimización de los recursos, lo que ayudaría disminuir la sobrecarga de la red eléctrica.

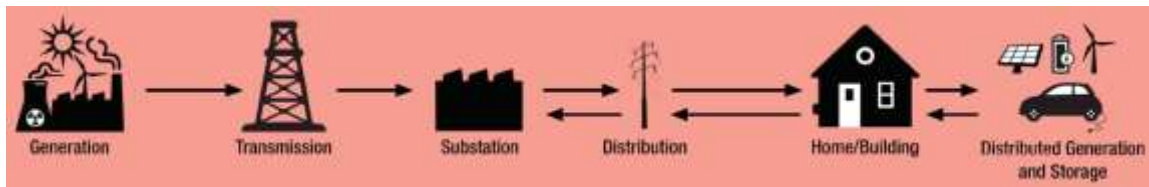


Fig. 2. 3: Flujo de la electricidad. (Fuente: (Leeds, 2009))

Este tipo de razonamiento puede ser dimensionado en función de las necesidades específicas, lo que progresivamente cambiará el modelo de distribución y consumo de la electricidad desde un modelo unidireccional hacia un sistema bidireccional optimizando los recursos. El almacenamiento de energía proporciona servicios esenciales y apoya en varios aspectos para la transición hacia un sistema energético seguro, competitivo con una menor huella de carbono a nivel mundial (Morante, 2014) .

2.2 Aplicación del almacenamiento de electricidad

Un sistema de almacenamiento se utiliza para acumular energía que luego será consumida, ya sea a corto o largo plazo, de forma intensiva o de forma mantenida en el tiempo; diferenciándose en función del tipo de mecanismo que permite almacenar y liberar la energía. El almacenamiento, dependiendo de la escala de potencia, se puede clasificar en (Morante, 2014):

1. Sistemas de almacenamiento a gran escala (gigavatios, GW)
2. Sistemas de almacenamiento medio (megavatios, MW)
3. Sistemas de almacenamiento pequeño (kilovatios, kW)

La clasificación se basa en rangos de potencia (magnitud del sistema de almacenamiento) y la determinación de la energía dependerá del trabajo realizado en alguna actividad (accionamiento de un motor, dotar de energía a una vivienda, etc.), en el momento de utilizar la potencia almacenada un tiempo que no siempre puede ser determinado con exactitud. La disponibilidad aleatoria de la energía primaria (radiación solar, velocidad del viento, etc.) da como consecuencia períodos con exceso y deficiencia de energía. Esto ha llevado a que se desarrollen diferentes formas para almacenar la energía sobrante a fin de utilizarlo cuando sea necesario, siempre y cuando las condiciones de operación del sistema eléctrico lo permitan. En general, las aplicaciones o servicios que pueden ofrecer los distintos sistemas de almacenamiento de energía

también se pueden dividir en tres grandes grupos que se describen a continuación (Beltran, 2016):

- **Aplicaciones a nivel de generación y del sistema eléctrico:** Estas aplicaciones asocian, por un lado, con la capacidad de estos sistemas para facilitar un mayor nivel de penetración de las energías renovables de manera que permita su integración en la red y, por otro lado, con su potencial para ofrecer servicios complementarios como el aporte de regulación en la frecuencia del sistema eléctrico. Además, en este grupo cabe el denominado “energy arbitraje” (Beltran, 2016), aplicación ya desarrollada por los sistemas de bombeo y que consiste en la compra de energía a gran escala cuando los precios de la energía son bajos para almacenarla y posteriormente venderla cuando los precios son altos.
- **Aplicaciones a nivel de transporte y distribución:** Estas aplicaciones permiten mejorar el factor de utilización en las redes, reduciendo la congestión de líneas, con lo cual evita la necesidad temprana de nuevas ampliaciones del sistema de transporte. Además, en conjunto con los generadores distribuidos, un sistema de almacenamiento distribuido puede colaborar a reducir las pérdidas en el sistema de transporte y distribución.
- **Aplicaciones a nivel de usuario:** Ayudarían a garantizar una mejor calidad del suministro eléctrico a comercios, industrias y hogares, minimizando el riesgo de interrupciones de suministro. Además, pueden permitir al usuario gestionar su consumo de tal manera que éste se produzca principalmente durante los periodos de tiempo en que el kWh sea más bajo. También permitirían optimizar la curva de consumo del usuario reduciendo la potencia máxima necesaria al aportar energía durante ese instante y por tanto reduciría el coste de la potencia contratada.

La implantación de los sistemas de almacenamiento en cualquiera de las aplicaciones depende sustancialmente de la evaluación de una serie de parámetros, en los que se debe analizar: la pérdida de energía de los dispositivos de almacenamiento, vida útil, y los costes de operación que permiten determinar los períodos de retorno de la inversión. Los sistemas de almacenamiento de energía se basan en diversas tecnologías, los mismos que se describirán en el siguiente ítem del presente capítulo.

2.3 Tipos De Sistemas De Almacenamiento

En la Fig. 2.4 presenta la clasificación de los mecanismos de almacenamiento y sus principales tecnologías, que se utilizan y se encuentran en estudios.

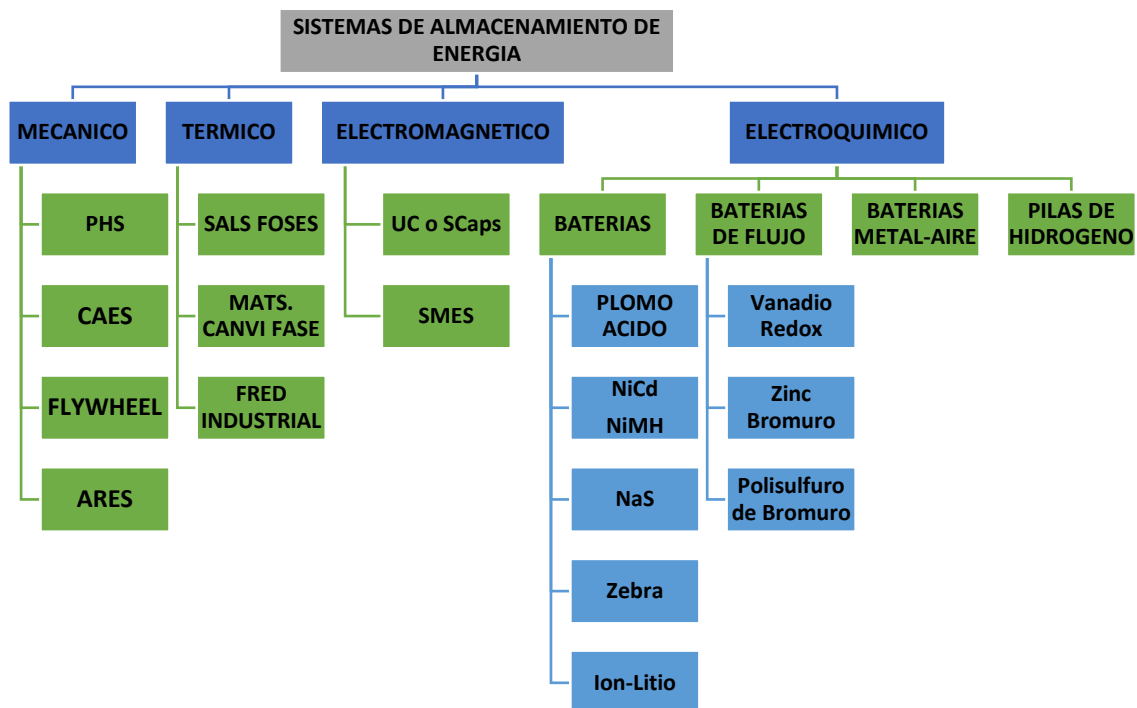


Fig. 2. 4: Principales tecnologías de almacenamiento de energía. (Fuente: (Beltran, 2016))

Entre la amplia gama de tecnologías de almacenamiento que existen, a continuación se definen las tecnologías más utilizadas como sistemas de almacenamiento de energía a pequeña escala y se mencionan sus principales características (Morante, 2014):

2.3.1 Energía Mecánica

Se fundamentan en las conocidas leyes de Isaac Newton. Las tres formas más difundidas son: en forma de energía potencial de saltos de agua (sistemas de bombeo, PHS), energía cinética de volantes de inercia, o energía elástica de gases presurizados (sistemas de compresión de aire, CAES). Estos sistemas utilizan la energía cinética (velocidad), potencial (altura) o de compresión (potencial elástica) para almacenar energía y transformarla posteriormente en energía eléctrica. Dentro de este grupo de almacenamiento se tienen:

2.3.1.1 Volantes de Inercia

Un volante de inercia o flywheel se puede considerar como una batería mecánica que para cargarse requiere un aporte de energía que aumente su velocidad de rotación, función que realiza una máquina eléctrica conectada al volante de inercia cuando dicha máquina trabaja como motor eléctrico. Es un elemento capaz de almacenar la energía en

forma de energía cinética mediante una rotación, la cual será liberada en el momento que sea necesario (Martín, 2016).

➤ **Funcionamiento**

El volante de inercia consiste en un gran cilindro rotatorio, ajustado a un eje que es mantenido en el estator por rodamientos levitantes de manera magnética para eliminar rozamientos y alargar la vida de uso. Para aumentar la eficiencia de este se introduce en una cámara de vacío. El volante es conectado a un motor/generador montado sobre el estator, que interactúa con la red mediante sistemas de conversión de potencia. Los volantes se cargan y descargan gracias a la acción del motor y generador respectivamente. Utilizando la energía proporcionada por la red eléctrica se acciona el motor produciendo el movimiento del rotor del volante hasta alcanzar su velocidad nominal (proceso de carga). Después en el momento de su utilización la energía mecánica almacenada se transforma en energía eléctrica mediante el generador, en el proceso la velocidad del rotor del volante disminuye hasta su valor mínimo de diseño. Acto seguido se transformará a corriente alterna mediante un inversor y un sistema de control se encargará de controlar los valores de utilización. Además existe un máximo de energía que podemos almacenar, la cual estará condicionada a la resistencia de tracción del material con el que esté construido el volante.

En la Fig. 2.5 se pueden ver los elementos indispensables de un volante de inercia.

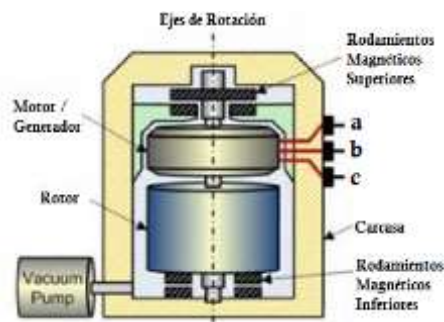


Fig. 2. 5: Estructura de una Unidad Convencional de Volante de Inercia. (Fuente: <https://jmirez.wordpress.com/tag/rotor/>)

Su aplicación puede suscitarse en varias actividades como: calidad de energía (regulación de frecuencia, sistemas híbridos y sistemas de alimentación ininterrumpida), industria del transporte (vehículos híbridos y catenarias de trenes), industria aeroespacial (satélites y catapultas en portaviones).

➤ **Costes**

No se conocen con precisión los costes de este tipo de almacenamiento, pero para almacenamiento a gran escala supone aproximadamente valores entre 80 hasta

700€/kWh. El coste de inversión inicial que supone un volante de inercia puede superar los 3000€ (Martín, 2016).

➤ **Resumen de características**

Las principales características que poseen los volantes de inercia son:

- Capacidad de descarga muy rápidas, mucho mayor que las baterías basadas en reacciones químicas.
- Mayor potencia energética entregada y absorbida que las baterías actuales (kW y MW).
- Elevada eficiencia energética (>85%).
- Su vida útil media es de 20 años.
- Alto coste para volantes fabricados para altas velocidades.
- Pérdidas del 3-20% por hora.

2.3.2 Energía Electromagnética

Se expresan en función de las intensidades de campo eléctrico y del campo magnético, para lo cual se ha desarrollado dos tecnologías: Almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES), y Supercondensadores (SC).

2.3.2.1 Supercondensadores

Un supercondensador (supercapacitor) (Fig. 2.6), también llamado ultracondensador, es un dispositivo que consta de dos electrodos (carbón poroso), una membrana de intercambio iónico que separa los dos electrodos y un electrolito de hidróxido de potasio.

➤ **Funcionamiento**

El funcionamiento es el mismo que para los condensadores habituales. La principal diferencia entre condensadores y supercondensadores es que estos últimos utilizan electrodos porosos con grandes superficies, lo que les proporciona mayor densidad energética. Los supercondensadores cuentan con tiempos de ciclos de carga y descarga del orden de segundos, potencias específicas y energéticas muy altas, densidades energéticas bajas, elevadas eficiencias (95 %) y un alto coste (Montes, 2015).

El almacenamiento eléctrico es gracias a campos eléctricos, en donde se almacenan iones sin que se produzca una transferencia de masa. Este modo de funcionamiento produce que su rendimiento sea mayor al de una batería, puesto que la producción de energía del supercondensador también se basa a partir de reacciones químicas. Los

ultracondensadores alcanzan magnitudes de 5000F (Martín, 2016). El cambio principal frente a los condensadores convencionales consiste en acercar las cargas de distinta polaridad dentro del dispositivo a nivel molecular y aumentar la superficie efectiva de los conductores.

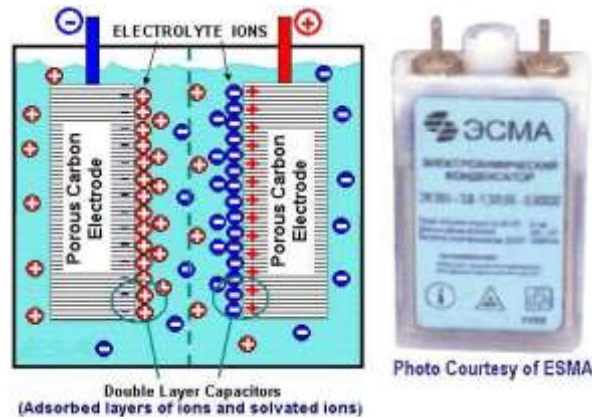


Fig. 2. 6: Partes de un Supercapacitor. (Fuente: ((Martín, 2016))

Los componentes de los ultracondensadores son los siguientes (Martín, 2016):

- **Electrodos:** La capacidad de almacenamiento del ultracondensador es proporcional a la superficie de los electrodos, la superficie de los mismos se consigue aumentar en gran medida gracias a nano-poros que se forman al emplear carbono activado, aunque también pueden estar formados por óxidos metálicos o polímeros conductores.
- **Electrolito:** Es muy importante la combinación entre material del electrolito y material de los electrodos, así como la porosidad de estos para que los iones tengan una fluencia correcta por su interior. La elección del electrolito va a condicionar el voltaje de la celda y la densidad de energía de la misma. Actualmente existen dos tipos de electrolitos: orgánicos (más utilizados) o acuosos.
- **Separador aislante:** Su función principal es impedir el contacto eléctrico entre los electrodos, pero permitiendo la fluencia de electrones. Se utiliza aislante polimérico si el electrolito es orgánico, o cerámico si son acuosos. Sus características más relevantes son que su espesor sea muy pequeño, tener alta resistencia eléctrica y alta conductividad iónica.

➤ **Costes**

El coste de almacenamiento de los ultracondensadores está en el rango de 10-20 €/kWh, sin embargo, este precio será variable dependiendo del modelo de condensador que se escoja, el fabricante, capacidad, densidad de potencia, etc. (Martín, 2016).

➤ **Resumen de características**

Las características más importantes de los ultracondensadores son (Martín, 2016):

- Posee un alto rendimiento (hasta 98%).
- Funciona con altas corrientes, y admite cargas y descargas rápidas.
- Alta ciclabilidad y larga vida.
- Permite trabajar con un amplio rango de temperaturas (-40 – 70°C).
- Tiene una gran densidad de energía (1-10 Wh/kg).
- Capacidad de almacenamiento limitada (baja densidad de energía).
- Son más seguros que las baterías y mucho menos contaminantes.

2.3.3 Energía Térmica

Se basa en la capacidad de determinados materiales (sales fundidas, agua, aceite, compuestos químicos, etc.) para acumular energía en forma de calor o energía térmica debido a sus calores específicos y /o calores de cambios de fase o mediante reacciones químicas. El objetivo de los sistemas térmicos es el almacenamiento y posterior utilización de la energía térmica generada a partir de cualquier fuente de energía directa o la producida como energía térmica residual que se genera durante los procesos de generación eléctrica (cogeneración, microturbinas, pilas de combustibles, etc.), o en sistemas de transporte u otros equipos basados en combustión interna (Morante, 2014).

2.3.4 Energía Electroquímica

Se asocia a procesos de oxidación/reducción de especies químicas, y que mediante celdas electroquímicas se puede transformar en energía eléctrica. Las tecnologías asociadas a estos procesos son las pilas de hidrogeno y las baterías en general (basadas en plomo, níquel-cadmio, sulfuro de sodio, litio, baterías de flujo, baterías metal-aire, etc.).

2.3.4.1 Baterías

Las baterías son uno de los sistemas de almacenamiento más extendidos y usados. Existen dos tipos de baterías: primarias y secundarias. La diferencia radica en que las baterías primarias son difícilmente recargables (por ejemplo las pilas de zinc-carbono que se utilizan en linternas, juguetes, etc.), mientras que las secundarias pueden recargarse haciendo circular la corriente en el sentido contrario al de utilización. Esto se consigue debido a que las reacciones químicas de estas últimas son reversibles (Montes, 2015).

Dentro de este tipo de baterías se encuentran las baterías de: plomo-ácido, óxido de plata-zinc, níquel-cadmio (NiCd), níquel hierro, sodio-sulfuro (NaS), ión-litio (Li-ion), etc.

➤ **Funcionamiento Básico de una Batería**

La batería es un dispositivo que convierte energía electroquímica en energía eléctrica por un proceso químico reversible llamado reducción-oxidación. En general consta de dos terminales llamados polos (electrodos o bornes) del mismo o de distinto material, sumergidos en una disolución conductora de electricidad o electrolito. La oxidación tiene lugar en el ánodo, que es el electrodo que capta los electrones entregados por el compuesto, mientras que la reducción tiene lugar en el cátodo, que es el electrodo que suministra los electrones que se ganan por parte del compuesto (Morante, 2014). Cuando los electrones reaccionan con las especies químicas contenidas en el electrolito, en el polo o electrodo negativo (ánodo) se ganan electrones porque las especies allí presentes se oxidan es decir pierden o ceden los electrones. Estos electrones van por el circuito externo al otro polo o electrodo positivo (cátodo) en donde son cedidos a las especies químicas allí presentes que se reducen ganando o adquiriendo estos electrones cedidos por el circuito exterior.

Durante la descarga se genera una corriente del electrodo positivo al negativo a través del circuito externo o carga eléctrica (bombilla, resistencia, etc.). Sin embargo, para la recarga debe aplicarse una fuente de energía externa para invertir las reacciones permitiendo extraer electrones del cátodo para inyectarlos nuevamente al ánodo. De esta manera los compuestos son transformados a su estado inicial y la celda electroquímica acumula energía eléctrica en forma de energía electroquímica que podría suministrar posteriormente en forma progresiva (Fundación Gas Natural Fenosa, 2013). En la Fig. 2.7 se puede observar las partes que constituyen una batería básica, en este caso de Zn-Cu.

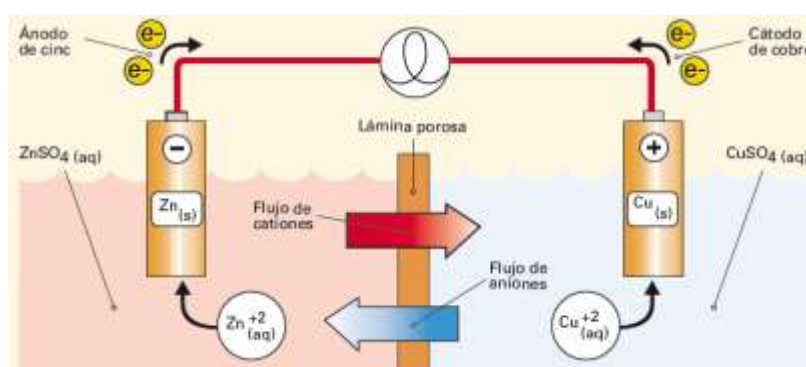


Fig. 2. 7: Esquema del funcionamiento básico de una batería. (Fuente: (Fundación Gas Natural Fenosa, 2013))

Este proceso de reacción electroquímica se podrá mantener mientras existan las especies electroactivas que participan en la oxidación y la reducción o estas sean regeneradas desde el exterior. Para poder ser regeneradas de forma eficiente es preciso aportar la suficiente cantidad de energía externa: esta es la alternativa para sistemas recargables.

Las celdas suministran un flujo de electrones (densidad de corriente A/cm^2) a partir de las reacciones químicas asociadas al sistema químico específico y a su capacidad de interactuar con los electrodos. Los diferentes tipos de celdas o unidades electroquímicas simples se clasifican por su tensión de trabajo (V), que está ligada a la diferencia de potencial experimentada por el electrón entre su estado inicial y su estado final (normalmente entre 1 y 4 voltios). La densidad de corriente y la tensión de trabajo, determinan la potencia y la energía almacenada o liberada durante el proceso electroquímico. Dado el alto carácter modular de las celdas simples, estas unidades son fácilmente conectables en serie para obtener mayores voltajes, y pueden ser combinadas para definir sistemas de almacenamiento o baterías con mayor potencia y capacidad energética (Morante, 2014).

Los sistemas de almacenamiento electroquímicos son una tecnología madura, pero para su aplicación en la red eléctrica, es una tecnología aun relativamente muy joven, aunque debido a sus facilidades y adaptabilidad se realizan nuevos avances que permitan su mayor implementación (Morante, 2014).

Los parámetros principales que permiten definir las especificaciones de las baterías son los siguientes (Martín, 2016):

- **Tensión de circuito abierto:** Es el voltaje máximo que puede aportar una batería. Hay que tener en cuenta que la batería posee una resistencia interna, por lo que:

$$V_{CARGA} = V_{OC} + I * R_{INTERNA}$$

Tendrán una tensión en la carga algo variable dependiendo del tiempo debido a esta resistencia interna.

- **Capacidad:** Es el parámetro más importante en la especificación de una batería y se mide en Ah. La capacidad está relacionada con la capacidad de descarga de la batería, por lo tanto, cuanto mayor es la descarga de la batería, menor será su capacidad. Generalmente se tiene una curva típica de descarga, que proporciona una determinada capacidad, establecida por el fabricante, que variará según el régimen de descarga al que sea sometida.

- **Estado de carga (SOC, State of Charge):** El estado de carga indica el porcentaje de carga en la batería. Aunque en teoría el recorrido de carga/descarga de una batería es del 0-100%, en la práctica, en muchos tipos de baterías no es posible o recomendable descargar a menos de un 20-30%.
- **Corriente de descarga máxima:** Existe una corriente máxima que puede generar una batería, y cuanto mayor sea esta, menor cantidad de energía podrá dar. Si aumenta la corriente de descarga, disminuye la capacidad.
- **Vida de la batería (SOH, State of Health):** Se refiere a la vida útil que posee la batería. Esta disminuirá en mayor o menor medida dependiendo de su uso, la profundidad de descarga alcanzada, número de ciclos completados, etc.
- **Estado de funcionamiento:** Con el estado de funcionamiento se comprobará si la batería funciona correctamente, aportando la tensión especificada a la salida y sin fallos en los otros parámetros.
- **Profundidad de descarga (DOD, Depth of Discharge):** es el parámetro que indica el porcentaje de descarga que se puede alcanzar en una batería sin que sufra daños.

A continuación se describen algunas características más relevantes de las baterías secundarias que se tienen disponibles en el mercado, y sus principales aplicaciones (De León Guerra, 2010).

- Una buena aptitud para descargas de alta intensidad.
- Un buen funcionamiento a bajas temperaturas.
- Alta densidad de potencia.

Entre las aplicaciones tenemos:

- Batería para automóvil.
- Batería solar.
- Batería de nivelación de picos de demanda.

En los siguientes apartados se describirán las baterías secundarias o recargables más conocidas comercialmente y las que están aún en fase experimental para aplicaciones de almacenamiento de energía.

▪ **Batería Plomo-acido**

Las baterías plomo ácido son el tipo de baterías más antiguas y las más disponibles, combinan costes asumibles con el uso de materiales abundantes y un circuito de reciclado optimizado para evitar el impacto ambiental. Constituyen la tecnología más aplicada en el mundo a causa de su amplio uso en los sistemas de automoción como fuente de energía.

➤ **Funcionamiento**

Una batería de Pb-ácido está basada en dos electrodos de plomo sumergidos en ácido sulfúrico. Cuando la batería está descargada, el plomo (Pb) se convierte en sulfato de plomo (PbSO₄) en el ánodo (liberando dos electrones) y el óxido de plomo (PbO₂) se convierte en sulfato de plomo (PbSO₄) en el cátodo (absorbiendo dos electrones). Este proceso es reversible, en teoría, pero una capa de sulfato de plomo no convertible tiende a acumularse en los electrodos durante el ciclo (carga y descarga) (De León Guerra, 2010).

➤ **Ventajas y Desventajas**

Ventajas: su bajo coste; es fiable (más de 140 años de desarrollo); robustez (tolerante a los abusos); tolerante a la sobrecarga; amplia gama de tamaños y capacidades; y sus muchos proveedores en todo el mundo.

Desventajas: Muy pesadas y voluminosas; peligro de sobrecalentamiento durante la carga; no es adecuada para carga rápida; y ciclo de vida típico de 300 a 500 ciclos.

➤ **Costes**

A pesar de los inconvenientes mencionados, se está consiguiendo reducir los costes gracias a los nuevos avances para promover la integración de las fuentes de energía renovables. Las nuevas baterías de plomo ácido llegan al 90% de rendimiento y una profundidad de carga del 80%. Los costes de las baterías más avanzadas de plomo-ácido son de aproximadamente de 360€/kWh y su mantenimiento de 2€/kWh (Martín, 2016).

▪ **Batería NaS**

La batería de sulfuro de sodio, como la mayoría de las otras baterías electroquímicas, consta básicamente de dos electrodos separados por un electrolito. Sin embargo, a diferencia de la mayoría de las baterías, los electrodos son líquidos y el electrolito sólido. El ánodo es de sodio fundido (Na), el cátodo es de azufre fundido (S) y el electrolito una membrana de β-alúmina. A continuación en la siguiente Fig. 2.8 se puede observar las partes principales que constituyen una batería Sodio-Azufre.



Fig. 2. 8: Estructura de Batería Sodio-azufre. (Fuente: <http://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/8206#preview>)

➤ **Funcionamiento**

Durante la descarga, los iones de sodio en el ánodo emigran a través del electrolito hacia el cátodo. Los restantes electrones, al no poder pasar a través del electrolito, los envía fuera de la batería, dando como resultado la corriente eléctrica. En el cátodo, los iones de sodio y electrones se recombinan con azufre y forman el poli-sulfuro de sodio (Na_2S_x). El proceso de carga se lleva a cabo al suministrar una potencia eléctrica con una fuente externa, sobre el electrodo negativo de sodio y el electrodo positivo de azufre, siguiendo el proceso inverso de la descarga. Debido a esto la energía se almacena en la batería (De León Guerra, 2010).

➤ **Ventajas y desventajas**

Las principales ventajas para esta batería son: su alta energía específica; alta eficiencia de carga y descarga (89-92%); ciclo de vida largo (4500 ciclos); y que son fabricadas con materiales de bajo coste.

Sus desventajas residen en sus altas temperaturas de operación (300 a 350° C); la naturaleza altamente corrosiva de los polisulfuros de sodio y que existen algunas cuestiones técnicas que se deben trabajar para aumentar su duración, las cuales son: La reducción de los problemas de corrosión del recipiente y conectores, mejorar las características del electrolito, mejorar el sellado de la batería y mejorar la recargabilidad del electrodo de azufre.

➤ **Costes**

Su coste de adquisición ronda los 285€/kWh, 150€/kW por unidad de potencia y su coste de mantenimiento 3€/kWh (De León Guerra, 2010).

Este tipo de baterías son especialmente adecuadas a aplicaciones no móviles y de gran escala. Se utiliza extensamente en almacenamiento procedente de energía eólica.

- **Baterías Ion-Litio**

El litio es un material muy ligero (metal con Peso molar (Pm)= 6,939 g/mol), con un gran potencial electroquímico, características que lo hacen tener unas propiedades energéticas muy favorables ya que puede acumular grandes cantidades de energía. Las baterías de Ion-litio también tienen la característica de que los dos electrodos pueden absorber o devolver iones reversiblemente. El cátodo está compuesto de litio, el ánodo en su primera versión utilizaba un electrodo de carbón, pero actualmente son de grafito, debido a sus características de descarga. El electrolito es, por lo general, un orgánico no acuoso líquido, como carbonato de etileno (EC), que contiene sales de litio disueltas como LiPF₆ (Morante, 2014).

- **Funcionamiento**

Cuando la batería Ion-litio se está cargando, a través de una fuente de energía, los electrones externos se combinan, haciendo que los átomos de litio en el cátodo y los iones migren a través del electrolito hacia el ánodo, los átomos de litio se depositan entre las capas de carbono.

Durante la descarga, el litio migra desde el ánodo a través del electrolito hacia el cátodo en forma de iones +. Al mismo tiempo, los electrones fluyen del ánodo transfiriéndose por un circuito externo (conectado a una carga eléctrica) y entrando en el cátodo. (De León Guerra, 2010). A continuación en la Fig. 2.9 se puede observar cómo funciona una batería Ion-Litio, tanto para el proceso de carga y descarga.

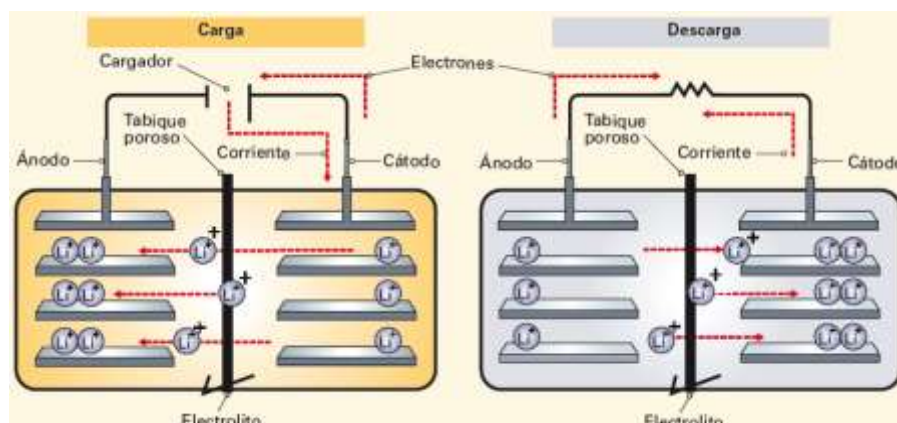


Fig. 2. 9: Funcionamiento de una batería Ion-Litio. (Fuente: (Fundación Gas Natural Fenosa, 2013))

Se descubrió que este tipo de baterías, debido a la ciclabilidad, reducían la estabilidad térmica de la misma y aumentaba potencialmente la fuga térmica (pueden llegar a arder de forma espontánea) (Martín, 2016). Las baterías de ion-litio atraen mucho interés por la tecnología que utiliza, y en combinación con nuevos materiales permitirán abordar un rango mejorado de prestaciones.

➤ **Ventajas y desventajas**

Entre las ventajas más importantes se tiene: Poseen un alto voltaje, entre 3 y 4 V/celda; Alta energía específica (80-170 Wh/kg), más de cuatro veces las de Pb-ácido; Alto rendimiento, alcanzando el 94%; Alta ciclabilidad, conservando el 90% de capacidad después de los 1000 ciclos; Son mucho menos contaminantes, ya que no contienen plomo, cadmio o mercurio; Baja autodescarga.

Las desventajas que presentan son: Su coste es elevado; Pierde prestaciones cuando la temperatura supera los 50°C; Se degradan rápidamente cuando la descarga es muy profunda o se sobrecarga la batería; Mínimo estado de carga del 10%; Necesitan un empaquetamiento especial y un circuito de protección interno frente a sobrecargas.

➤ **Costes**

Su coste es bastante elevado en comparación con otras baterías, su valor (en transporte) por unidad de energía es de 500€/kWh, por unidad de potencia es de 175€/kW, y 3€/kWh por mantenimiento y operación (De León Guerra, 2010).

No obstante, hay que indicar que los diseños para redes son más caros, más del doble, que los previstos para sus aplicaciones en movilidad eléctrica (Morante, 2014). Se estima que su precio se vea reducido con el aumento de su producción, su fabricación en masa y la utilización de materiales menos costosos.

Entre sus aplicaciones principales, se han venido utilizado en vehículos eléctricos o híbridos como batería de tracción (por ejemplo el Tesla Roadster), y también en todo tipo de aparatos de electrónica de consumo (teléfonos móviles o portátiles).

2.3.4.2 Baterías de Flujo

Las baterías de flujo están compuestas esencialmente de dos depósitos de electrolito que se redistribuyen por unas bombas a través de una celda electroquímica que comprende un cátodo, un ánodo y un separador de membrana. La densidad de energía de las baterías de flujo depende del volumen del electrolito que se almacene. La

densidad de potencia en las baterías de flujo depende básicamente de la velocidad de las reacciones que se producen en el ánodo y el cátodo. (De León Guerra, 2010)

➤ **Funcionamiento**

Estas baterías consisten en dos tanques para almacenar los electrolitos; contiene un sistema con un número determinado de celdas conectadas en serie o paralelo (apilamiento de celdas) para convertir la energía de las especies electroactivas contenidas en los electrolitos, en electricidad o viceversa; tiene un sistema hidráulico de bombas y tuberías utilizados para impulsar los electrolitos a través de todo el sistema; y un dispositivo de interconexión con la red para la entrega de la energía generada. El esquema de los sistemas de batería de flujo redox se muestra en la Fig. 2.10.

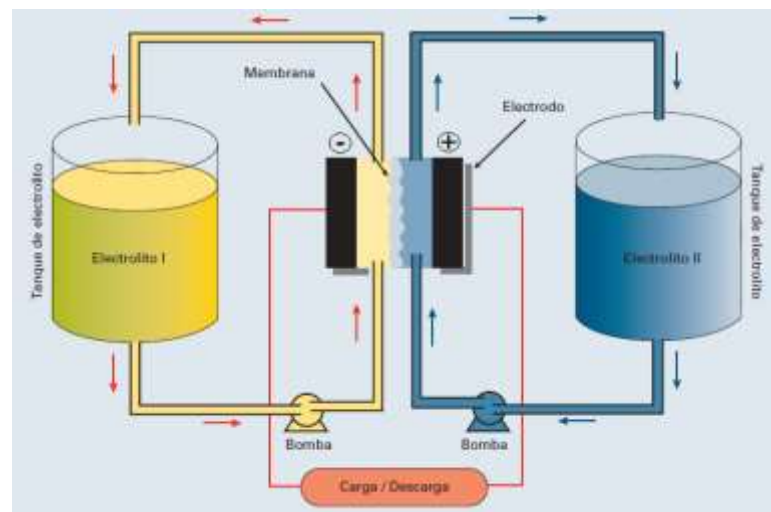


Fig. 2. 10: Esquema de una batería de Flujo Redox. (Fuente: (Morante, 2014))

La energía química se encuentra almacenada en los electrolitos que están en tanques, desde donde son bombeados hasta uno o varios stacks compuestos de celdas electroquímicas. En cada semi-celda se hace la transferencia electrónica entre la especie electroactiva del electrolito y el electrodo. Cada celda está compuesta de dos compartimentos divididos por un separador que impide el paso de especies electroactivas de un compartimento a otro. La capacidad de almacenamiento de energía está determinada por la concentración de reactivo (especie electroactiva) en el electrolito y el tamaño de los tanques, mientras que la potencia está determinada por el número de celdas individuales en el stack de la batería y el área del electrodo. Como resultado, la potencia y la capacidad de energía almacenada son independientes.

Esta característica hace únicas a las baterías de flujo, ya que pueden ser diseñadas dependiendo de la aplicación, es decir, la capacidad de almacenamiento puede ampliarse

adicionando más electrolito y, al mismo tiempo, podemos ampliar la potencia de salida de la batería adicionando más celdas al stack. (Morante, 2014)

Es importante mencionar que las baterías de flujo redox (reducción-oxidación) no son baterías como se las conocen habitualmente, sino una hibridación entre una batería y una pila de combustible. Estas representan una tecnología de almacenamiento de energía muy eficiente basada en el uso de especies electroactivas de distinto estado de oxidación y solubles en electrolitos líquidos (Martín, 2016).

Existen tres diseños de baterías de flujo que son los siguientes: Vanadio Redox (VRB), Zinc Bromuro (ZnBr) y Polisulfuro-Bromo (PSB) o Regenesys.

➤ **Ventajas y desventajas**

Este tipo de baterías tienen las siguientes ventajas: Eficiencias superiores al 85%; Respuesta rápida, de pocos milisegundos (0,001 s); Vida larga, pudiendo llegar a funcionar más de 10.000 ciclos y estimándose más de 15 años de vida media. Límites de 30.000 ciclos y vidas superiores a los 25 años han sido también anunciados, el electrolito tiene una vida indefinida y, por lo tanto, se puede reutilizar; Únicamente las bombas de circulación del electrolito necesitan ser remplazadas cada 7-10 años como parte del mantenimiento del sistema; Baja o nula autodescarga (Morante, 2014).

Entre las desventajas podemos citar las siguientes: Uno de los mayores inconvenientes de este tipo de baterías es el alto coste que conllevan el electrolito y la membrana de intercambio de protones; La baja densidad de energía; Las preocupaciones ambientales con el manejo de grandes cantidades de electrolitos tóxicos.

➤ **Costes**

Los costes de las baterías de flujo varían según su categoría de aplicación. En la categoría de aplicación transporte y distribución, el coste para la batería de Zn/Br por unidad de energía es de 400\$/kWh y por unidad de potencia 175\$/kW. Los costes de la batería de V-redox relacionados por unidad de energía son de 600\$/kWh y por unidad de potencia 175\$/kW. Para la categoría de aplicación en generación, los costes de la batería Regenesys por unidad de energía son de 100\$/kWh y por unidad de potencia 275\$/kW (De León Guerra, 2010). Se prevé que los costes de las baterías de flujo disminuyan tan pronto como la tecnología se haga disponible como un producto comercial.

Las baterías de flujo son útiles en aplicaciones de almacenamiento de energía a gran escala, como respaldo en picos de demanda en parques eólicos o para equilibrar el nivel de distribución de la energía (Martín, 2016).

2.3.4.3 Pilas de Hidrogeno

Los sistemas de almacenamiento con hidrógeno se fundamentan en la capacidad de producir hidrógeno a través de una fuente de energía, con el objetivo de separar en el tiempo los momentos de generación y consumo de energía. El hidrógeno puede obtenerse mediante diversos procedimientos, como pueden ser: reformado del vapor, oxidación parcial, autotérmica o seca, electrólisis del agua, gasificación de biomasa, producción biológica, fotodisociación, entre otros. La energía necesaria en muchos de los procesos mencionados, puede obtenerse mediante las unidades de generación distribuida (Montes, 2015).

➤ Funcionamiento

En el caso del método de electrólisis, un sistema de hidrógeno está formado por un electrolizador, un sistema de almacenamiento y una pila de hidrógeno (Pila de combustible). La electrólisis destaca para sistemas de hidrógeno descentralizados puesto que el mecanismo de electrólisis se considera como el proceso inverso al realizado en una pila de hidrógeno, por lo que algunos tipos de pilas de hidrógeno pueden realizar la función de electrolizador. El electrolizador es un dispositivo que recibe la energía del elemento de generación distribuida y produce hidrógeno mediante el proceso de electrólisis. El hidrógeno producido se almacena para que pueda ser utilizado en la pila de hidrógeno cuando se desee para producir electricidad. En la Fig. 2.11 se puede ver la estructura de una pila de combustible.

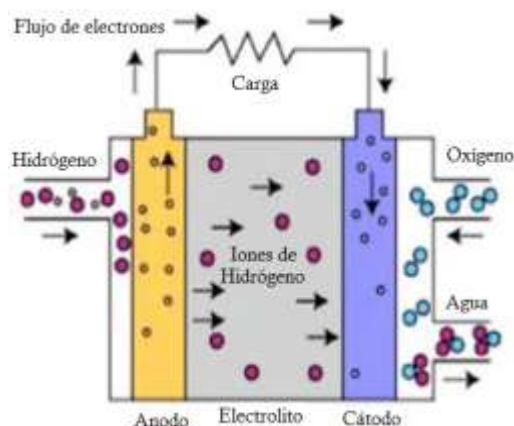


Fig. 2. 11: Estructura Típica de una Pila de Combustible. (Fuente: (De León Guerra, 2010))

Existen diversos tipos de almacenamiento de hidrógeno: como gas comprimido, como líquido, en hidruros metálicos, en materiales carbónicos y mediante otros procesos químicos. La principal característica del almacenamiento de la energía en forma de hidrógeno es su carácter como vector energético, permitiendo a la sociedad transportar la

energía de un punto a otro sin pérdidas durante el proceso de distribución. Por otra parte, como pilas de hidrógeno existen diversos modelos: pilas de carbono fundido (molten carbonate fuel cell, MCFC), pilas de óxido sólido (solid oxide fuel cell, SOFC), pilas ácidas y alcalinas (acid and alkaline fuel cells, AFC and PAFC), pilas de membrana de intercambio de protones (proton Exchange membrane fuel cell, PEMFC), pila de metanol directo (direct methanol fuel cell, DMFC), entre otras (Montes, 2015).

➤ **Ventajas y desventajas**

Entre las ventajas se tiene que: Se puede producir de forma ilimitada (agua); Su combustión no contamina; Es compatible con todas las energías primarias; Una alta densidad energética del hidrógeno; etc.

Las desventajas que se presentan con esta tecnología son: Problemas de seguridad; Elevado coste; Necesidad de alta pureza del hidrógeno; Tiempo de respuesta entre horas y días; Baja eficiencia (30-50%) (Martín, 2016).

➤ **Costes**

Un sistema de almacenamiento de hidrógeno posee un coste inicial alto, y no solo eso, sino que el coste de producción de H₂ es también alto debido a los procesos a seguir y a la pureza que es requerida del elemento. Como dato se aporta que el coste de producción del hidrógeno actualmente con una central solar a través de electrolisis: de 0.15 – 0.20 €/KWh o 6- 8 €/kg. Sin embargo, el coste de almacenamiento es muy reducido en comparación a otros sistemas de almacenamiento: 0.2-0.5€/kWh (Martín, 2016).

Su implementación a gran escala permitiría reducir los costes, pero también es posible tener almacenamiento a pequeña escala (actualmente no viable económicamente).

En la Fig. 2.12 se puede observar un módulo electrolizador de hidrogeno implementado en el Laboratorio de Micro-redes de la Universidad de Cuenca (Ecuador).



Fig. 2. 12: Electrolizador de Hidrógeno. (Fuente: Autor)

2.4 Categorías de Aplicación

Los sistemas de almacenamiento de energía se pueden dividir en cuatro categorías de aplicaciones, según su rango de potencia y tiempo de descarga (Ibrahim, Ilinca, & Perron, 2008):

- I. Aplicaciones de baja potencia en zonas aisladas, fundamentalmente para alimentar a los transductores y terminales de emergencia.
- II. Aplicaciones de media potencia en zonas aisladas (sistemas eléctricos individuales, suministro de ciudades).
- III. Aplicación de conexión a red, para nivelación de picos.
- IV. Aplicaciones de control en la calidad de suministro.

Para las aplicaciones uno y dos, la energía podría ser almacenada en forma de: energía cinética (volante de inercia), energía química (baterías electroquímicas, baterías de flujo y celdas de hidrógeno), energía de compresión (aire comprimido), energía electrostática (supercondensadores) y energía magnética (superconductores). En las aplicaciones tres y cuatro la energía podría ser almacenada en forma de: energía potencial (bombeo reversible), energía térmica (sensible y latente), energía química (baterías convencionales y baterías de flujo) y energía de compresión (aire comprimido).

2.5 Análisis técnico de los sistemas de almacenamiento

Un sistema de almacenamiento se lo puede distinguir por su capacidad energética (kWh), que depende de la potencia del sistema y el tiempo de suministro de energía, que puede variar de acuerdo al consumo. Los sistemas de almacenamiento también se distinguen de acuerdo al tiempo de respuesta en el que es capaz de abastecer de energía al consumidor.

En la Fig. 2.13 se indican los rangos de potencia en función del tiempo, en que pueden suministrar la energía los distintos tipos de almacenamiento de acuerdo a la aplicación. En este caso se puede observar que los SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) y Supercapacitores, que por lo normal manejan altas potencias, son los que tienen un menor tiempo (segundos) de respuesta en abastecer de energía al sistema aplicado. Mientras que los tiempos de las baterías son escalables en rangos de minutos hasta horas.

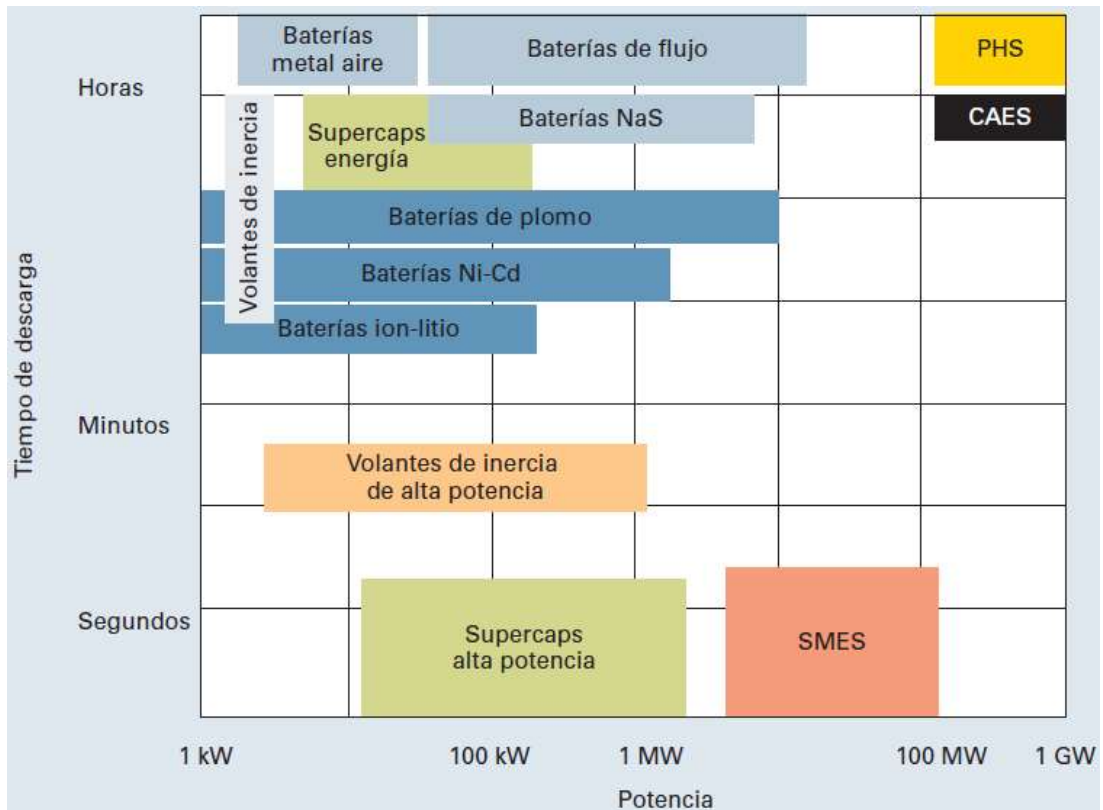


Fig. 2. 13: Tiempo de respuesta de un sistema SMES comparado con otros sistemas de almacenamiento. (Fuente: (Morante, 2014))

El costo de capital es un parámetro económico importante para la evaluación de las tecnologías de almacenamiento de energía. Este coste está compuesto por el coste por unidad de potencia y energía, y el coste por balance de planta. Pero también debe tenerse en cuenta el coste total de la tecnología de almacenamiento de energía que debe incluir el coste de reemplazo y los costes de operación y mantenimiento, que son parámetros significativos para un análisis económico completo. Por ejemplo, el coste capital de las baterías de plomo-ácido es relativamente bajo, pero no necesariamente puede ser la opción más económica para la gestión de la energía (carga de nivelación), debido a su relativa corta vida para este tipo de aplicación (De León Guerra, 2010). Los costes de la Fig. 2.14 se han ajustado al excluir el coste de los dispositivos de conversión de potencia. El coste por unidad de energía también ha sido dividido por la eficiencia de almacenamiento para obtener el coste por cada salida (útil) de la energía.

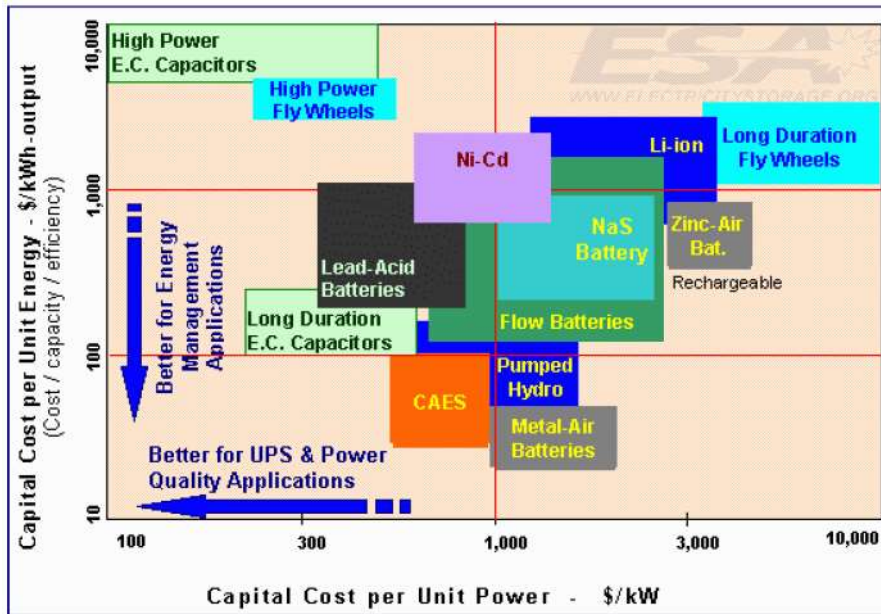


Fig. 2. 14: Sistemas de almacenamiento de energía en función del coste capital por unidad de energía y potencia. (Fuente: (De León Guerra, 2010))

La Tabla 2.1 resume las principales características técnicas a fin de comparar los sistemas de almacenamiento de energía y con esto adquirir una visión suficientemente amplia de los mismos y entender sus aplicaciones y limitaciones. De la tabla, es necesario resaltar algunos aspectos: la eficiencia de los diferentes sistemas de almacenamiento se establece como la eficiencia máxima que pueden lograr cada uno de ellos (en el caso en el que exista un rango de eficiencias será consecuencia de distintos tipos de almacenamiento dentro de esa división); no se considera las comparaciones de costes de los sistemas de almacenamiento energético debido a que existen muchos diferentes tipos de costes, como coste de inversión inicial, coste de almacenamiento energético, coste de mantenimiento, costes de investigación, coste de la energía, etc. (este aspecto se ha incluido brevemente en cada apartado)

Tabla 2. 1: Características y Prestaciones de las Tecnologías de almacenamiento.

Características	Hidráulica de Bombeo	Volantes de inercia	Almacenamiento químico (H2, metano sintético)	CAES (compressed air energy storage)	Pb-Acido	Baterías de Ion litio, NaS	Baterías de flujo redox	Supercapacitores	Bobinas superconductoras	Acumulación térmica
Rango de potencia (MW)	100-5000 MW	0,002-20 MW	0,001- GW	100-300 MW	0.001 – 40MW	50 MW	Hasta 7 MW	0,01-10MW	0,01-10 MW	0 ,001-10 MW
Intervalo de duración de energía (tiempo)	1-24 h	s-15 min	>día	1-24 h	min-h	min-h	>10 h	ms-min	ms- 5 min	-
Tiempo de respuesta (s-min)	s-min	s	-	5-15 min CAES submarino < 2 min	variable	variable	ms	ms	ms	-
Densidad de energía Wh/kg ó Wh/l	0,04-1,5 Wh/l	5-130 Wh/kg	-	30-60 Wh/kg	60-100 Wh/kg	250 Wh/kg	50 Wh/kg	0,1-15 Wh/kg	0,05-5 Wh/kg	-
Auto descarga (%/día)	0%/día	0-100%/día	0%/día	0%/día	0.6% día	20%/día (NaS) 0.2% día (Ion Litio)	0,1%/día	2-40%/día	2-40%/día	-
Rendimiento ciclo carga/descarga (%)	75%	85-95%	<50%	55% Diabático; 70% Adiabático; 75% Isotérmico	75 – 80%	90%	85-90%	95%	95%	50-100%
Vida media (años)	50-100 años	>20 años	-	25-40 años	3-5 años	10 años (Ion litio) 5 años (NaS)	>20 años	>20 años	>20 años	-

El estudio de costes totales de los sistemas de almacenamiento energético, el cual es amplio y complejo, puede estudiarse con más profundidad al tratar un sistema de almacenamiento específico. A continuación se describen los criterios más importantes a tener en cuenta para determinar qué tipo de tecnología de almacenamiento es la más adecuada para aplicaciones en todas las escalas (kW, MW y GW).

2.6 Criterios Generales De Evaluación De Los Sistemas De Almacenamiento

Para evaluar y diferenciar entre las tecnologías de almacenamiento disponibles y para seleccionar el dispositivo más adecuado para una aplicación deseada, deben ser examinados varios aspectos. Entre las nuevas alternativas no existe una tecnología perfecta o ideal para el almacenamiento. Esta característica significa que cualquier solución tiene que tomar la mejor ventaja de una determinada tecnología y acoplarse a los requerimientos de cada aplicación. Los principales parámetros o criterios a destacar son (Morante, 2014):

2.6.1 Eficiencia

Al igual que todos los equipos que utilizan energía, los dispositivos de almacenamiento presentan pérdidas. Este parámetro corresponde al ratio entre la energía entregada para hacer frente a la demanda y la energía necesaria para cargar el sistema. Para evaluar la eficiencia de un dispositivo de almacenamiento, se debe tener en cuenta el ciclo completo: la carga, el mantenimiento y la descarga. Las diferentes tecnologías utilizadas se evalúan según su valor de eficiencia. En algunos casos, se necesita energía para que el sistema pueda mantener la carga, mientras que en otros casos la energía se pierde paulatinamente con el tiempo de almacenaje. Ambos casos se consideran situaciones que implican una pérdida de eficiencia.

2.6.2 Durabilidad

El tiempo de vida es un factor muy importante para cualquier tecnología de almacenamiento de energía. En algunos casos, depende del número de ciclos de carga y descarga, de la profundidad del propio ciclo durante la carga o la descarga o del nivel de no retorno al descargarse. Además, el envejecimiento es siempre un factor importante, y en algunos casos puede ser un factor limitador.

2.6.3 Densidad de energía y de potencia

La densidad de energía y potencia son relevantes para la evaluación de la relación energía/potencia de una tecnología y para determinar el tamaño y el peso de una solución dada. Estas son características importantes para las aplicaciones con espacio y peso limitados, como el transporte o los aparatos móviles, y para su instalación en zonas urbanas o edificios donde el espacio es limitado.

2.6.4 Fiabilidad

La fiabilidad es la probabilidad de que un dispositivo funcione durante un período de tiempo especificado en las condiciones indicadas.

2.6.5 Tiempo de respuesta

Algunas aplicaciones requieren una respuesta casi instantánea (milisegundos), y otras unos minutos. Los tiempos de respuesta de las tecnologías disponibles varían asimismo de algunos milisegundos a algunos minutos y esta constituye una de las características para seleccionar un sistema de almacenamiento para una aplicación determinada.

2.6.6 Capacidad de almacenamiento: potencia y energía

En algunas aplicaciones es preciso disponer de una alta capacidad de almacenamiento de energía, que puede ser requerida durante un corto intervalo de tiempo, al solicitarse dicha energía de forma inmediata frente a un fallo de suministro. Esta respuesta instantánea suplir el suministro durante el intervalo que tarda en entrar un sistema de gran capacidad energética y es capaz de mantener el suministro para períodos más largos. Para este segundo caso se tendría un sistema con gran capacidad de energía, mientras que en el primero se tendría un sistema con gran capacidad de potencia.

2.6.7 Costo

Al evaluar todos los criterios anteriores, también será sumamente importante incluir el costo que representa integrar un sistema de almacenamiento de energía. En este aspecto se debe tener un análisis minucioso ya que dependiendo de la aplicación, la elección de alguna tecnología debe presentar la mejor solución técnica, puesto que al no utilizar la mejor opción,

se puede ocasionar inconvenientes en el funcionamiento normal del sistema. Muchas veces se producen incrementos del costo (operación y mantenimiento) al tener que realizar cambios dentro del sistema en general.

Considerando estas variantes, en el siguiente capítulo se expondrá en específico sobre sistemas de almacenamiento (baterías de plomo, Ion-litio y de flujo redox), tratando principalmente sobre sus innovaciones y avances que permiten que estas puedan emplearse en instalaciones con energías renovables a pequeña escala.

CAPITULO 3. ANALISIS DE NUEVAS TECNOLOGIAS DE ALMACENAMIENTO (BATERIAS ION-LITIO Y BATERIAS DE FLUJO) APLICADOS EN INSTALACIONES CON ENERGIAS RENOVABLES (SOLAR) A PEQUEÑA ESCALA

Como se explicó en el capítulo 1, las energías renovables son fuentes de energía limpia e inagotable, se diferencian de los combustibles fósiles principalmente en su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta, pero sobre todo en que no producen gases de efecto invernadero que son los causantes del calentamiento global. Una de las fuentes de generación limpia es la solar cuya aplicación en sistemas eléctricos se realiza a través de los sistemas fotovoltaicos (SFV). La energía solar tiene el problema de ser un recurso intermitente y no se la puede acoplar con la demanda de energía requerida por los usuarios, especialmente en las primeras horas de la mañana y últimas de la tarde, momentos en los que las fuentes solares no producen energía suficiente para satisfacer dicha demanda. Sin embargo, este problema puede resolverse con el almacenamiento de energía a través de baterías. El análisis del presente capítulo se enfoca en aquellos sistemas de uso doméstico.

3.1 Beneficio energético de los sistemas FV con baterías

Para valorar un sistema renovable FV que integre baterías, desde el punto de vista energético es necesario una mirada más profunda en los posibles flujos de energía que se producirán dentro del sistema. La electricidad generada por el sistema fotovoltaico puede utilizarse directamente para suministro de la demanda eléctrica. El uso directo de la energía fotovoltaica es el resultado de la simultaneidad de la producción fotovoltaica y la demanda de carga. Cuando la salida de potencia fotovoltaica excede la carga, la energía fotovoltaica

sobrante puede almacenarse en el sistema de baterías para su consumo posterior. Si la batería está completamente cargada, el exceso de energía fotovoltaica restante se puede inyectar en la red. Las cargas del hogar pueden suministrarse a través de diferentes fuentes y están preferiblemente cubiertas por el uso instantáneo de energía fotovoltaica. Por lo normal la batería comienza a descargarse cuando la potencia de salida del panel FV es insuficiente para satisfacer la demanda eléctrica de los consumidores. Tan pronto como la batería se descarga completamente, la demanda de carga residual se cubre con la electricidad proporcionada por la red.

La Fig. 3.1 ilustra los flujos de energía más importantes de los hogares conectados a la red que cuentan con paneles FV y baterías.

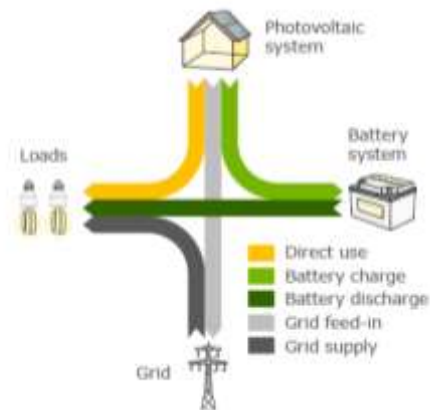


Fig. 3. 1: Flujos de energía de un hogar conectado a la red, equipado con FV y Baterías. (Fuente: (Weniger, Bergner, Tjaden, & Quaschnig, 2014))

Considerando los beneficios de almacenar energía con baterías en una vivienda, en la presente investigación se realiza un análisis que cubre principalmente tres tipos de baterías: Ion-litio, flujo y plomo ácido cuyo interés se debe a sus prestaciones y potencial aplicación en las instalaciones domésticas.

3.2 Evolución de los sistemas de almacenamiento utilizados en pequeñas instalaciones con energía renovable (Solar)

A pesar de la importante aceptación de las instalaciones con energías renovables, aun se tiene el inconveniente del almacenamiento de electricidad, pues todavía no se consigue

almacenar la energía a precios y rendimientos razonables. Además el fuerte crecimiento del mercado en el sector de las aplicaciones en redes eléctricas, representa un gran desafío para la industria, haciendo que lleve a cabo importantes esfuerzos en la búsqueda de nuevas soluciones de esta índole.

La aplicación práctica de la tecnología fotovoltaica arranca en el espacio (1958), exclusivamente para proveer de energía a los satélites, brindando una solución ideal al problema del suministro eléctrico en el espacio. El gran éxito logrado por la tecnología fotovoltaica en aplicaciones espaciales, impulsó el crecimiento de la industria, consiguieron mejorar el rendimiento de las células, de esta forma se reducen los costos de inversión, y surgen nuevas aplicaciones, una de ellas es la terrestre. En la actualidad y por los avances tecnológicos logrados, la energía Solar Fotovoltaica (SFV), se presenta como una de las fuentes energéticas con más posibilidades para liderar la revolución energética del futuro (Zhumi, 2012). Para aplicaciones en sistemas fotovoltaicos y eólicos se usa en la gran mayoría baterías a base de plomo por su buena relación del precio por energía disponible, aunque es la de menor densidad de energía por peso y volumen. Este tipo fue inventado ya en 1859 por el francés Gastón Planté (DeltaVolt, 2010).

En varias ciudades de países (Estados Unidos, Japón, etc.) tecnológicamente avanzados, se hace más frecuente observar instalados pequeños SFV en techos de edificios comerciales y habitacionales, que cuentan con su correspondiente conexión con la red, cuyo propósito es generar al menos parte de la energía que consumen; ello se ha visto motivado conforme los costos de esta tecnología han disminuido. Estos sistemas son generadores dispersos de pequeña capacidad (1-10 kW) (CENIDET, 2017).

En los últimos años se ha avanzado significativamente en nuevos dispositivos de almacenamiento y en especial se han perfeccionado mucho los sistemas electroquímicos como es el caso de las baterías, que basados en el desarrollo de nuevos materiales para electrolitos y electrodos, dan mayores prestaciones para almacenar energía, tanto para aplicaciones en transporte, industria y viviendas. En cuanto a las aplicaciones de pequeña escala (domésticas), se ha tomado una consideración especial en la obtención de mejores características (técnicas, económicas, ambientales, etc.) en los sistemas de almacenamiento con baterías.

En el año 2016 se aceleró el desarrollo de la industria de almacenamiento a base de baterías. Dicho cambio ocurrió a raíz de que en el 2015, Tesla presentó su batería para el

hogar llamada Power-Wall (batería de ion-litio) y desveló su estrategia en el ámbito energético, con el objetivo de que los hogares se conviertan en autosuficientes a nivel energético, contando con sus propios paneles solares capaces de producir la electricidad que necesitan los electrodomésticos del hogar y además cargar las baterías de un auto eléctrico. Esto fue una alerta para que la industria energética se despierte y tenga que iniciar un proceso de renovación, en el que seguramente muchas grandes empresas no serán capaces de sobrevivir por lo que surgirán nuevos negocios que hasta ahora no habían tenido oportunidad de desarrollarse, dado a que el petróleo ha sido el gran protagonista del panorama energético durante mucho tiempo (Martín J. , New Business, 2016).

La compra del fabricante de baterías Saft por parte de la petrolera Total, en mayo de 2016, es un buen ejemplo de cómo una industria que corre el riesgo de quedarse obsoleta, debe iniciar un proceso de transformación hacia las energías renovables, que conlleve una apuesta por la producción en los propios hogares de la energía a través de paneles solares y su posterior almacenamiento por medio de baterías (Martín J. , New Business, 2016).

Como se hizo mención en el apartado anterior, en esta sección se dará mayor énfasis en los avances desarrollados en las baterías de Ion-litio y flujo redox, pero también se incluirá en parte las tradicionales baterías de Plomo-acido que vienen a ser la referencia con la cual se van a contrastar las otras dos tecnologías.

3.2.1 Baterías Ion-Litio

Las baterías de ion-litio han evolucionado en los últimos años y ha crecido mucho su aplicación en función de sus variados requerimientos, para lo cual aún existen nuevos avances en torno a esta tecnología, que buscan mejorar sus características (nuevos materiales de cátodo, de ánodo y de electrolitos) para que continúen siendo unas de las alternativas con mayor aceptación dentro del mercado (Morante, 2014).

Dependiendo del material utilizado, existen diversas variantes de la batería común de ion-litio como es el caso de:

- Litio-Cobalto
- Litio-Manganeso
- Litio-Fosfato de hierro
- Litio-Polímero

3.2.1.1 Litio-Cobalto

Estas baterías son una variante de las baterías de Ion-Litio que buscan aumentar la estabilidad de las mismas. Poseen una menor densidad energética, aunque no demasiado significativa, pero aumenta su seguridad. Pueden descargarse y cargarse con altas corrientes sin sufrir perjuicios, además de ser resistentes al choque térmico o a impactos. El inconveniente de estas baterías es el precio que alcanzan (Martín G. , 2016).

3.2.1.2 Litio-Manganeso

Las baterías de Litio-Manganeso poseen un precio bajo, muy alta densidad energética, además de alta potencia, baja capacidad, una baja vida útil. Presenta sin embargo problemas de operación con la temperatura aunque son más seguras que las baterías de litio-cobalto y al ser el manganeso un metal más noble, contamina menos (Martín G. , 2016). Las baterías de Litio-cobalto y Litio-manganeso se encuentran aún en fase de desarrollo.

3.2.1.3 Litio Fosfato de Hierro

Este material (Fosfato de hierro) es uno de los más utilizados en el cátodo de la batería, que presenta una opción alternativa al cobalto y al manganeso. Poseen alta potencia y buena seguridad, pero vida útil baja. Se trata de una batería robusta, eficiente y a medio/largo plazo más baratas.

Entre las principales características de estas baterías están: Tienen una tensión de circuito abierto algo menor que las de ion-litio, 3.2-3.3 V; Su densidad energética esta entre 110-130 Wh/kg; No necesitan mantenimiento; su seguridad es excelente, no se incendian ni explotan con sobrecargas; Ciclabilidad entre 2000-3000 ciclos; Rendimiento del 92%; Y tienen muy baja tasa de autodescarga (Martín G. , 2016).

Las aplicaciones más comunes de estas baterías se desenvuelven en los campos de la robótica y vehículos eléctricos. También se emplean en aplicaciones de almacenamiento de energía solar y/o eólica, en las que es muy importante el rendimiento. Estas baterías son idóneas, debido a su eficiencia (mayor que las de plomo-ácido); aunque tengan un precio superior, son mucho más fiables y no requieren mantenimiento.

3.2.1.4 Polímero de Litio

Esta variante de baterías de Ion-Litio posee una mayor densidad de energía que su predecesora, y capacidad de descarga superior. El líquido que forma el electrolito en las baterías de Ion-Litio en este caso es reemplazado por un gel, por lo que la batería no necesita como antes un cierre hermético (aumenta la seguridad, reduce el peso y volumen) (Martín G. , 2016).

Principales características: Densidad energética entre 100-130 Wh/kg; Tensión de salida: 3.1-3.2V; Rango de temperaturas de funcionamiento: 0-60°C; Más seguras que las baterías de Ion-Litio (no inflamable); Tienen los inconvenientes de que, poseen mala conductividad, por lo que no puede entregar altas potencias instantáneas; Necesitan un circuito de seguridad para establecer los límites de voltaje mínimo y máximo; su tecnología no es madura, posee un rendimiento mayor a 90% y son más costosas que las baterías Ion-Litio (Martín G. , 2016). La tabla 3.1 indica una comparación de los datos técnicos que tienen en común las baterías de Litio Fosfato de Hierro y Polímero de Litio.

Tabla 3. 1: Comparación técnica entre baterías de Litio fosfato de hierro y Polímero de litio.

Descripción	Litio Fosfato de Hierro	Polímero de Litio
Densidad energética (Wh/kg)	110-130	100-130
Temperaturas de funcionamiento	0-60 °C	0-60 °C
Tensión de salida (V)	3.2-3.3	3.1-3.2
Rendimiento	92%	>90 %

También se han empezado nuevas investigaciones que señalan que un nuevo modelo de baterías de ion de sodio podría desplazar a las baterías de flujo redox, que por su bajo costo de producción y su independencia a las temperaturas extremas, permitirían adaptarse a varias necesidades requeridas por los usuarios (Flores, 2016).

En general las baterías Ion-Litio y sus variantes están aumentando su presencia en el mercado, debido a su utilización a pequeña escala en aparatos electrónicos, pero también destacan en el almacenamiento en viviendas con el fin de alcanzar una SmartGrid. Y no sólo eso, sino también a nivel industrial, como aplicación en la regulación de carga de las redes eléctricas y un mayor control de la demanda (Martín G. , 2016).

3.2.2 Baterías de Flujo Redox

Las baterías de flujo están tomando fuerza y relevancia desde muchos puntos de vista, pero por ahora no están muy comercializadas, sin embargo, éstas tienen una ventaja comparativa muy grande sobre las baterías de litio o ácido-plomo cuando se trata de aplicaciones o usos estacionarios. Esto es porque la potencia y capacidad están desligadas, e incrementar una u otra puede llevarse a cabo de forma independiente. Por ejemplo en la actualidad existe una gran cantidad de estudios de desarrollo técnico y científico (desarrollo de una batería de polisulfuro de litio por investigadores de la Universidad Stanford/SLAC (ingenieros.es, 2013)) para hacer de estas baterías una de las soluciones más viables para el almacenamiento masivo de energía a nivel global (Flores, 2016).

Por ahora nos encontramos con tres tipos de baterías de flujo redox que han presentado mayores avances, estas son: Batería de Vanadio (VRB), Zinc-Bromo (Zn-Br) y Polisulfuro-Bromo (PSB) o Regenesys.

3.2.2.1 Batería de Vanadio (VRB).

Entre las recientes innovaciones se presenta hoy una opción viable en costo y rendimiento con las llamadas baterías de flujo Redox de vanadio, las cuales permiten acumular y liberar hasta 250 KW. Sin embargo existe una polémica por el uso de este elemento que es altamente tóxico (Flores, 2016) que sin un adecuado manejo podría ocasionar problemas ambientales.

Considerando las características presentadas en el capítulo 2, tenemos que las baterías de flujo de vanadio son demasiado grandes y pesadas para reemplazar a las baterías de litio, si se lo considera en una aplicación a pequeña escala.

3.2.2.2 Zinc-Bromo (Zn-Br)

Las baterías de flujo redox zinc-bromo están menos desarrolladas tecnológicamente que las de vanadio. Se caracterizan por presentar un rendimiento alrededor del 75% y una vida útil de 12000 ciclos equivalentes al 90% de descarga máxima. Su tensión en circuito abierto es de 1.8V aproximadamente, y es capaz de almacenar una energía específica de 34.4-54 Wh/kg (Hernández, 2016). También, se ha desarrollado ya un modelo de batería de flujo de moléculas orgánicas, capaz de reducir su impacto contaminante en un porcentaje alto, pero aunque se considere que prototipos de estas baterías ya existen, la adopción de esta

tecnología va a comenzar cuando la demanda sea mayor y existan los incentivos comerciales, económicos y políticos para hacerlo (Flores, 2016).

Dentro de este tipo de tecnologías, un factor muy importante es su corto tiempo de respuesta, de pocos milisegundos, y su apreciablemente larga vida con un nivel muy elevado de ciclos. Estas características dan lugar a una significativa reducción de costes del sistema, junto a una gran potencialidad para ser aplicada en varias tareas que impliquen mejoras en la red eléctrica. Su mejor campo de aplicación cubre el rango de capacidades de almacenamiento de energía eléctrica de media a gran escala. Por el contrario, esta tecnología no es la más indicada, a menos que se consiga una muy alta concentración de las especies electroactivas en los electrolitos, para las aplicaciones domésticas o residenciales o para los vehículos eléctricos (Martín G. , 2016). No obstante, sus características la hacen interesante para aplicaciones en redes inteligentes.

3.2.2.3 Polisulfuro-Bromo (PSB) o Regenesys

Están basados en la reacción electroquímica de NaBr y polisulfuro de sodio. Los electrolitos están separados por una membrana polimérica, la cual solo permite el paso de iones sodio a través de ella. Estos sistemas son interesantes debido a la abundancia del electrolito, los costes razonables y la alta solubilidad en medio acuoso. Tienen un potencial de circuito abierto de 1,5 V y una eficiencia de energía de 60-65% dependiendo de las condiciones de operación. Trabajan a temperaturas de 20-40 °C (Morante, 2014). En Europa a la batería de NaBr (Polisulfuro de Sodio/Bromuro de sodio) se le conoce como Regenesys, fue desarrollado a gran escala como un nuevo sistema RF, pero su desarrollo fue discontinuado (González, 2015).

Cabe destacar que las baterías de Vanadio emplean pares redox de vanadio disueltos en mezclas diluidas de ácido sulfúrico, eliminando de este modo el problema de la contaminación por difusión de iones de un lado de la membrana al otro lo que hace que la vida útil del electrolito sea prácticamente infinita (CENER, 2017). Adema dada su naturaleza se trata de una tecnología muy flexible, de respuesta muy rápida, con poco impacto ambiental y con un potencial importante para reducir los costes, por lo que las baterías de flujo redox aparecen como una opción muy prometedora para el almacenamiento estacionario en general y para las aplicaciones renovables en particular (García, Jimeno, Santamaría, Garde, & Aguado, 2013).

3.2.3 Baterías de Plomo-Acido

Actualmente la batería plomo ácido es imprescindible especialmente en automoción, pero también en muchas otras aplicaciones que exigen continuidad en el suministro de energía eléctrica. En muchas ocasiones (por ejemplo en instalaciones residenciales con energías renovables), son la mejor opción, debido a su precio y su disponibilidad (Martín G. , 2016).

Con respecto a la investigación sobre estas baterías, lo que se busca es mejorar sus prestaciones en cuanto a reducción de la necesidad de mantenimiento, aumento de la vida útil, disminución del volumen y peso, y reducción del tiempo de recarga.

Existen variantes con este tipo de baterías, como la batería de plomo de calcio, baterías de plomo y antimonio y la batería de plomo ácido regulada por válvula, por sus siglas en inglés (Valve Regulated Lead Acid, VRLA). Las baterías VRLA representan un gran avance dentro de la tecnología de plomo-ácido, ya que una de las ventajas fundamentales que aporta esta tecnología es la posibilidad de recombinación de los gases producidos durante las reacciones de sobrecarga, cuando la batería se encuentra próxima a su estado de plena carga. De esta forma se evita la pérdida de electrolito en forma de gases y se reducen las necesidades de mantenimiento de la batería. Es por ello que a este tipo de batería se le denomina “batería libre de mantenimiento” o “batería de recombinación de gases” (Peña, 2011).

Por lo tanto, dadas sus características, las baterías plomo-ácido han propiciado nuevas expectativas dentro del mercado actual, consiguiendo ampliar los horizontes de aplicación y brindando mejores prestaciones. Las razones fundamentales que mantienen a esta tecnología como una de las más empleadas, son su coste muy bajo con respecto al resto de tecnologías, además que tiene un proceso fácil de reciclado, una vez que termina su vida útil (De León Guerra, 2010).

Es muy importante resaltar que, el sector que está contribuyendo a impulsar el desarrollo de mejores baterías es el de las energías renovables, en especial el de la energía solar fotovoltaica que ha tenido un importante crecimiento en los últimos años y requiere de mejores baterías para almacenar la energía que los paneles solares producen cada vez de forma más eficiente y barata. Si los paneles solares están mejorando significativamente su eficiencia, es necesario que ocurra lo mismo a nivel de almacenamiento de esa energía, esto es trascendental para que se consiga un cambio importante en la forma de abastecimiento energético en los hogares.

Como ejemplo, en la Fig. 3.2 se puede ver como el precio de los paneles de silicio cristalino y de las baterías de iones de litio caen un 24% y un 21%, respectivamente, cada vez que se duplica su nivel de producción. Se esperan caídas de precios del 50%, 40% y 25% para baterías de iones de litio, de flujo, y de plomo ácido, respectivamente, en los próximos 5 años (Beltran, 2016).

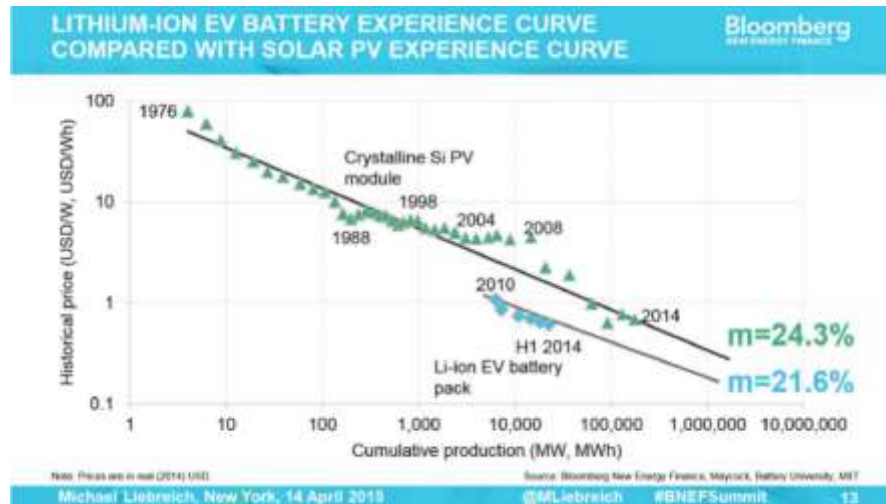


Fig. 3. 2: Evolución de los precios de los paneles fotovoltaicos. (Fuente: (Beltran, 2016))

En este contexto, la tecnología basada en ion-litio deberá competir en los próximos años en costes y vida media efectiva con otras novedosas tecnologías, como las baterías de NaS, metal-aire, VRB y ZnBr, con similares o parecidos tiempos de respuesta o requerimientos de potencia y energía, que a su vez ofrecen ventajosas opciones y prestaciones, y muy probablemente sin presentar el previsto aumento en el coste del litio en el futuro (Morante, 2014).

Una vez tratado sobre los tipos de baterías que pueden emplearse para el almacenamiento de energía a pequeña escala, es importante también considerar las opciones que pueden tomar un propietario o propietarios de una instalación con energías renovables, fundamentalmente, en que debe hacer con la electricidad generada. Por lo tanto, en la siguiente sección se presentarán algunas alternativas, en función de cómo se integre la instalación en la red eléctrica, dependiendo de los tipos de instalación (con conexión y sin conexión a la red) se definirán brevemente los tipos de autoconsumo que puede tener una casa o edificio.

3.3 Uso de baterías en escenarios de autoconsumo a pequeña escala

Autoconsumir es producir energía en el mismo lugar que se consume, pero implica también una gestión de la demanda y una racionalización del consumo (García, 2013). En sí el autoconsumo es la producción individual de energía eléctrica para el propio consumo, por ejemplo, mediante paneles fotovoltaicos o generadores eólicos.

En la Fig. 3.3 se observa las partes de una instalación fotovoltaica de autoconsumo. Cuando por falta de radiación solar los paneles solares no producen la suficiente energía para el consumo, es posible seguir consumiendo electricidad a través de la red eléctrica. Por lo tanto, de lo que se trata es de asociar consumo y producción de manera óptima.



Fig. 3. 3: Instalación fotovoltaica de autoconsumo. (Fuente: (Arévalo, 2016))

El objetivo primordial es que al término de 12 meses se obtenga un balance neto de energía, es decir: se ha generado tanta energía con la instalación solar fotovoltaica como la que se ha consumido (Arévalo, 2016). Sin embargo, normalmente con el uso de energías renovables se produce una falta de coincidencia entre la curva de generación y la de consumo, por lo que se deberán gestionar esas diferencias y sus costes asociados, entonces es necesario definir qué se debe hacer con la energía sobrante (almacenarla o inyectarla a la red). Para ello se requiere la aplicación de técnicas de gestión de la demanda eléctrica y de

predicción de generación renovable a corto plazo. De acuerdo a las distintas necesidades, los tipos de autoconsumo se los puede observar en el diagrama de la Fig. 3.4.

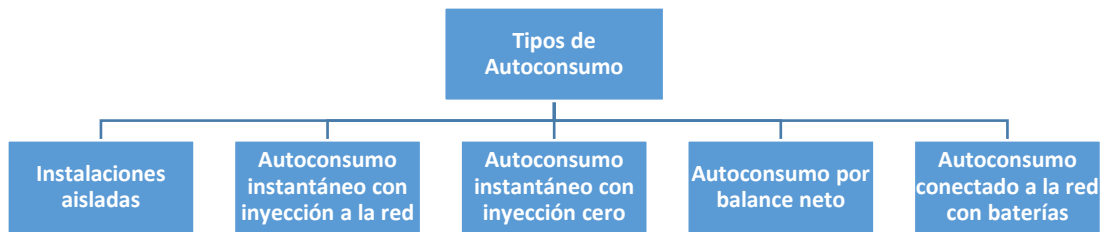


Fig. 3. 4: Tipos de autoconsumo. (Fuente: Autor)

A continuación se describen como actúan cada uno de los autoconsumos con conexión y sin conexión de la red eléctrica.

3.3.1 Autoconsumo en Instalaciones Aisladas

Son aquellos sistemas que se realizan sin conexión a la red eléctrica por lo que la única fuente de energía que puede utilizarse es la proveniente de energías renovables, por ejemplo, solar o eólica. Este tipo de instalaciones son más caras puesto que se necesitan baterías para asegurar de que se cubre la demanda de electricidad en todo momento.

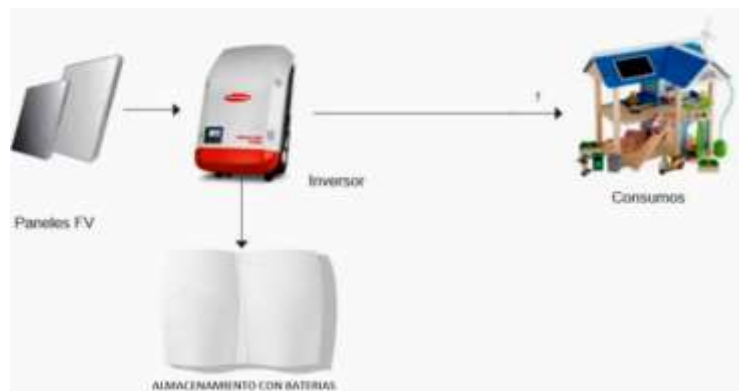


Fig. 3. 5: Instalación de autoconsumo en instalaciones aisladas. (Fuente: (López, 2015))

3.3.2 Autoconsumo instantáneo con inyección a la red

Con generación fotovoltaica y/o eólica, se puede autoabastecer de energía mientras estén disponibles los recursos renovables, y cuando estos no estén generando, el abastecimiento se lo realiza tomando energía de la red. En caso de existir un excedente de producción de energía lo inyecto en la red eléctrica. La instalación cubre las necesidades

energéticas instantáneas, o parte de ellas, y el propietario sólo necesita comprar a la red eléctrica la energía que su instalación no puede suministrar. La electricidad producida por las fuentes renovables, que no se utiliza, puede verterse a la red y recibir una compensación económica por ello, esto puede darse en caso que la persona propietaria esté legalmente habilitada para este fin (pago de impuestos, IVA, etc.), por lo que es una modalidad compleja. Hay que tener en cuenta que el precio al que se vende, es inferior al de la compra de electricidad (Garcia, Puig, & Ecoserveis.net, 2013).

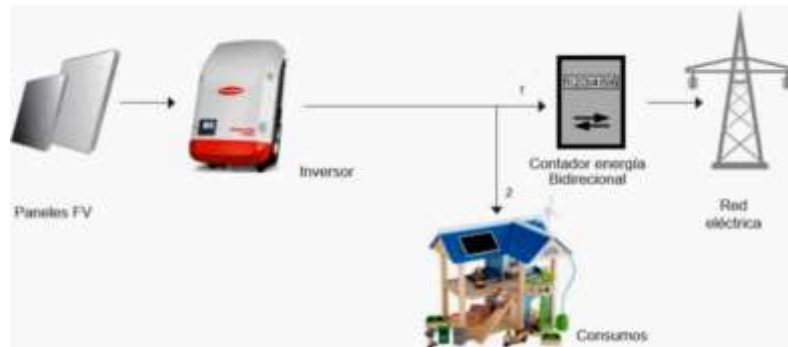


Fig. 3. 6: Instalación de autoconsumo instantáneo con inyección a la red. (Fuente: (López, 2015))

3.3.3 Autoconsumo instantáneo con inyección cero

Consiste en dimensionar un sistema que siempre produzca la energía que se consume en ese instante, y si hay un excedente de generación de energía, se envía una orden a través de un enlace de comunicación (inversor) para que baje la producción y no inyecte en la red. La instalación cubre las necesidades energéticas instantáneas, o parte de ellas, y el propietario sólo necesita comprar a la red eléctrica la energía que su instalación no puede suministrar.

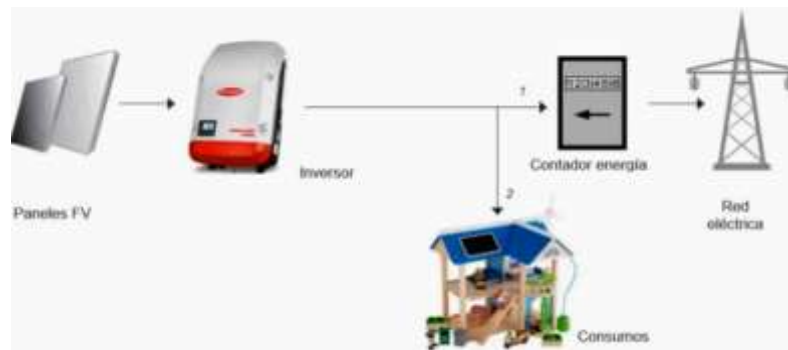


Fig. 3. 7: Instalación de autoconsumo instantáneo con inyección cero. (Fuente: (López, 2015))

3.3.4 Autoconsumo por balance neto

En este caso, la instalación renovable cubre las necesidades de electricidad y, cuando se produce un excedente se vierte a la red contabilizando los kWh a través de un medidor bidireccional, que luego se restarán de la electricidad que se demande de la red. No se pone en venta sino que se hace un balance. Es decir, si se requiere comprar 12 kWh hoy, pero ayer se vertió a la red 5 kWh que sobraron de la instalación FV, la compañía eléctrica sólo facturará la diferencia, que serían los 7 kWh. El esquema de esta configuración es el mismo que el de la Fig. 3.6. Este caso es quizás el más interesante, puesto que se aprovecharía al máximo los beneficios de la instalación renovable, además de que inclusive la red eléctrica se la puede considerar como un sistema de almacenamiento que ayuda hacer más eficiente al sistema (Tomé Gil & Pérez, 2014).

3.3.5 Autoconsumo conectado a la red con baterías

En este caso, se genera energía, se la consume y el excedente se acumula en baterías, y en caso de no haber suficiente energía acumulada (por lo general en las noches), el resto se toma de la red eléctrica, pero si hay un valor acumulado en exceso se tiene la opción de vender o utilizar la configuración con inyección cero (Ver Figura 3.8). Lo más importante de los sistemas de acumulación de energía asociados al autoconsumo es la independencia energética. O sea resulta muy conveniente producir y consumir la energía generada en la propia vivienda, buscando siempre reducir al mínimo el consumo de red o incluso realizar la desconexión de la misma (López, 2015).

Acumular el excedente de la energía solar en las horas de mayor radiación del día permite incrementar el grado de auto abastecimiento energético. En sectores como el residencial, en los que las cargas suelen concentrarse a últimas horas de la tarde y primeras horas de la noche, la acumulación puede permitir pasar de porcentajes de autoconsumo del 30 % a niveles del 60 a 90 % con las correspondientes reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero (Circutor, 2016). Con el incremento del porcentaje de autoconsumo, los sistemas de acumulación permiten también a los edificios/viviendas incrementar su seguridad en el suministro, pues al disponer de una reserva de energía, y de darse una caída de la red, ciertas cargas sensibles pueden seguir siendo alimentadas desde las baterías incluso en ausencia de la radiación solar.



Fig. 3. 8: Instalación de autoconsumo conectado a la red con baterías. (Fuente: (López, 2015))

En síntesis, el autoconsumo daría a los usuarios una mayor independencia de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Incluso, el consumidor puede adaptar su curva de generación y demanda lo máximo posible para autoconsumir la energía que está produciendo. Con este tipo de aplicaciones se elevaría la participación de las energías renovables, además de contribuir con beneficios que ello implica: medioambientales, reducción de la dependencia energética de la red y del uso de combustibles fósiles, etc.

Una vez mencionados los beneficios de la integración de sistemas con energías renovables y de la acumulación de energía mediante baterías, es importante completar el análisis con la inclusión en el sistema residencial de un auto eléctrico como almacenamiento de energía auxiliar. Este relativamente nuevo dispositivo de almacenamiento puede aportar beneficios al sistema de energía como la nivelación de carga y el abastecimiento de energía a la red durante los períodos de alto consumo. Por otro lado, el VE es también una carga importante a considerar en el perfil de demanda de una residencia y del sistema de distribución que lo alimenta.

3.4 Integración de un Auto eléctrico como sistema de almacenamiento auxiliar

El Vehículo Eléctrico (Plug-in Electric Vehicle, PEV) se presenta como alternativa de futuro en cuanto a transporte urbano se refiere, trae consigo una disminución considerable del consumo energético y, por tanto, una disminución de la contaminación ambiental en las grandes ciudades, incluyendo la contaminación acústica. Este último factor desaparece prácticamente mediante la utilización de automóviles eléctricos extremadamente silenciosos (Ghenno, 2013).

Una de las mayores limitaciones actuales del automóvil eléctrico para un uso más generalizado es el coste de las baterías, su autonomía y su capacidad, en comparación con el automóvil actual (gasolina o diésel). Ambos parámetros provienen de la falta de un sistema de almacenamiento de energía óptimo. Durante estos años, se han realizado importantes desarrollos en la evolución de las baterías, con potencias y autonomías que en la actualidad resultan suficientes para el uso normal del vehículo, especialmente en entornos urbanos. El número creciente de vehículos eléctricos ha contribuido apreciablemente a la mejora en el control de la demanda y a la implantación de las redes inteligentes y generación distribuida. En el campo de los híbridos enchufables es donde se han producido unos avances realmente más reseñables en los últimos años (Jiménez, 2012), y la experiencia adquirida se está trasladando a los nuevos desarrollos de vehículos completamente eléctricos.

En la Fig. 3.9 se observa el diagrama del sistema de tracción para un vehículo eléctrico puro.

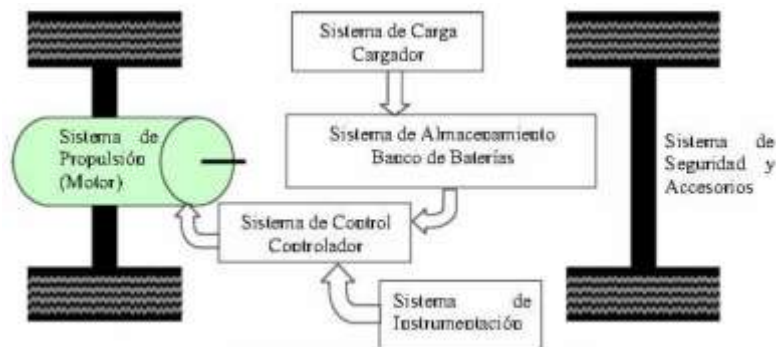


Fig. 3.9: Diagrama de bloques de un auto eléctrico puro. (Fuente: (Martínez, 2013))

Por otro lado, la integración de los autos eléctricos tendrá una influencia muy importante en lo que respecta al consumo en una red de distribución. En la siguiente sección se describe como se da este efecto y sus posibles beneficios al combinar su consumo con un sistema de energías renovables como fuente de generación.

3.4.1 Efecto de un Vehículo Eléctrico en la Red de Distribución Eléctrica

La red eléctrica se dimensiona para dar servicio a la máxima demanda de potencia requerida por los usuarios, el vehículo eléctrico visto desde la red es una batería cuyas dos características básicas son la potencia para la carga y la cantidad de energía que acumula.

Un vehículo eléctrico tiene entre 15 y 30 kWh de capacidad de almacenamiento, lo que le da una autonomía de 150-200 km. El aumento de la capacidad de las baterías cada vez está evolucionando, y es por eso que fabricantes como Tesla están ofreciendo capacidades de almacenamiento de hasta 85 kWh, por lo que el uso para medias y largas distancias van a requerir de sistemas de recarga de mayor potencia (García & Gardy, 2015). Debido a las políticas energéticas, la penetración de generación con energías renovables en la red se está incrementando, y dado que este tipo de instalaciones tienen la característica de ser intermitentes, para su optimización es necesario almacenar su energía en el momento de su producción y devolverla a la red en el momento de consumo alto.

En este caso los vehículos eléctricos podrían actuar de forma reversible, o sea cargando las baterías cuando hay exceso de energía renovable e inyectando a la red cuando esté ausente dicha generación.

Además este tipo de almacenamiento permite una optimización de los activos de distribución y generación, aplanando demandas y prolongando el funcionamiento de las denominadas centrales base que por lo normal son de bajo coste de producción de electricidad (centrales hidroeléctricas, nucleares, etc.). Como se sabe la distribución es la responsable de la calidad del servicio eléctrico, por lo que debe garantizar a los usuarios de la red, que no se producirá interferencias en la señal eléctrica y telecomunicaciones, para esto es necesario que la electrónica de potencia incorporada en los vehículos tenga diseños y calidades que eviten la producción de armónicos que afecten a la señal de tensión de 60 Hz, ni produzca ruido electrónico que afecte a las bandas de comunicación por corriente portadora (García & Gardy, 2015).

Es muy importante mencionar que la electrificación del transporte puede generar una simbiosis entre el vehículo eléctrico y las energías renovables, pues si se realiza una buena gestión, la carga de los vehículos generará demanda en las horas valle del sistema y con ayuda de las energías renovables se puede conseguir bajar el precio de la energía con lo cual se reducirá el coste de las recargas de las baterías. Todo esto aún no tiene un avance significativo, debido los altos costos que representa implementar estos sistemas, pero en un futuro cercano se conseguirá obtener las prestaciones necesarias que permitirán el desarrollo integral de estas tecnologías.

A continuación en la tabla 3.2 se indican los tipos de batería para un vehículo eléctrico que se usan comercialmente y que se encuentran en fase experimental en la actualidad:

Tabla 3. 2: Tipos de baterías para vehículos eléctricos.

Tipo de batería	Estado/fase
Batería de plomo-acido:	Comercial
Batería níquel-cadmio:	Comercial
Batería níquel-hierro:	Ya no se incorporan en VE
Batería níquel-hidruro metálico:	Uso medio
Batería Ion-litio: (LiCoO ₂)	Comercial
Batería Polímero de litio:	Bajo uso
Batería de Aluminio-aire:	Fase experimental
Batería Zinc-Aire:	Fase experimental

Fuente: (Electromovilidad, 2017)

En la actualidad se siguen desarrollando importantes investigaciones de nuevas baterías que permitan mejorar la autonomía (en km) de un vehículo eléctrico. En ese sentido, La marca japonesa Nissan ha estado trabajando en una nueva batería de iones de litio, que gracias a una nueva disposición de las celdas y paquetes más compacta, y también gracias a una nueva química con níquel, manganeso, carbono (en el ánodo) y grafito (en el cátodo), conseguirá 60 kWh de capacidad en el mismo volumen en el que hoy se acumulan 30 kWh. Con esta nueva batería estaríamos por encima de los 400 km de autonomía. Aunque las baterías de litio modernas actuales rondan los 400 Wh/l, las baterías de iones de litio más avanzadas, pero también más caras (y experimentales), tienen una densidad energética de hasta 730 Wh/l y una energía específica de unos 265 Wh/kg. En los laboratorios se sigue trabajando para investigar nuevas baterías que puedan dar todavía más autonomía, como las baterías de estado sólido, o incluso dejar a un lado el litio, como las baterías de metal-aire. Incluso Toyota, que parece que no hace mucho caso a los coches eléctricos, siendo especialista en coches híbridos y acabando de lanzar un coche eléctrico de pila de combustible de hidrógeno como es el Toyota Mirai, no deja de lado la investigación, ya que tal vez en un futuro algo más lejano, un coche eléctrico podría tener gracias a estas baterías (Litio y/o hidruro de níquel (NiMh)) 1.000 km de autonomía (Ibañez, 2016).

Dado estos análisis, en el siguiente capítulo se elaboran simulaciones que permitirán evaluar qué tipo de tecnologías de baterías son las más adecuadas para utilizarse en sistemas FV a pequeña escala.

CAPITULO 4. METODOLOGIA: SIMULACION DE ESCENARIOS APLICADOS A UNA PEQUEÑA INSTALACION FOTOVOLTAICA CON BATERIAS DE PLOMO, LITIO Y FLUJO

Para potencializar de manera adecuada los recursos en una pequeña instalación fotovoltaica, se aprovecharía los suministros de energía en los días soleados para suministrar energía en aplicaciones de sistemas aislados y conectados a la red. Un sistema híbrido de energías renovables (HRES) por lo general consta de dos o más fuentes de energía renovables utilizadas en conjunto para proporcionar un aumento de la eficiencia del sistema, así como un mayor equilibrio en el suministro de energía. De darse el caso de que el sistema híbrido sufra un corte de energía debido a la variación de la generación de energía solar, se puede también implementar en este un conjunto de baterías, que permitirán tener un almacenamiento de energía para cuando esta sea requerida.

Los sistemas de almacenamiento de energía de la batería (Battery energy storage systems, BESS) ofrecen la oportunidad de combinar el suministro de energía de los sistemas fotovoltaicos (SFV) con el perfil de carga de consumo respectivo y así aumentar significativamente la proporción del autoconsumo (Peter, Jochen, Johannes, & Florian, 2015). El análisis se centra en el impacto de distintas resoluciones temporales de los perfiles de oferta y demanda en el diseño, modos de operación, recursos renovables y parámetros relacionados incluyendo el autoconsumo, el grado de autonomía y la duración de la batería.

Existe un software que facilita la simulación de este tipo de sistemas, denominado HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources). HOMER realiza un análisis económico comparativo de los sistemas de energía híbridos. Las entradas asignadas a HOMER permitirán obtener una simulación por hora de todas las combinaciones posibles de los componentes introducidos y clasificar los sistemas de acuerdo a criterios utilizados específicos, como el costo de la energía, costo de los equipos, etc. En el presente documento se realiza simulaciones en Homer para un sistema compuesto de energía fotovoltaica, con su respectivo almacenamiento e inversor, además se incluye una simulación de un sistema con energía renovable conectado a la red. Las correspondientes

simulaciones se efectúan para el caso de consumo de una vivienda, utilizando tres alternativas de baterías (plomo-acido, flujo e ion-litio) con lo cual se buscará conseguir una solución que sea viable técnica y económicamente.

4.1 Metodología

La metodología utilizada en este estudio se basa en el modelo BaPSi (Battery-Photovoltaic-Simulation), que es una herramienta para el modelado técnico-económico y el análisis de sistemas fotovoltaicos que incorporan baterías (Peter, Jochen, Johannes, & Florian, 2015).

Con el modelo de simulación es posible calcular una configuración fija del sistema con el tamaño del sistema fotovoltaico definido y la capacidad de la batería, o realizar una variación iterativa de parámetros para determinar la combinación óptima de costo del sistema fotovoltaico, la capacidad nominal de la batería, etc. La estructura del modelo BaPSi se muestra en la Fig. 4.1.

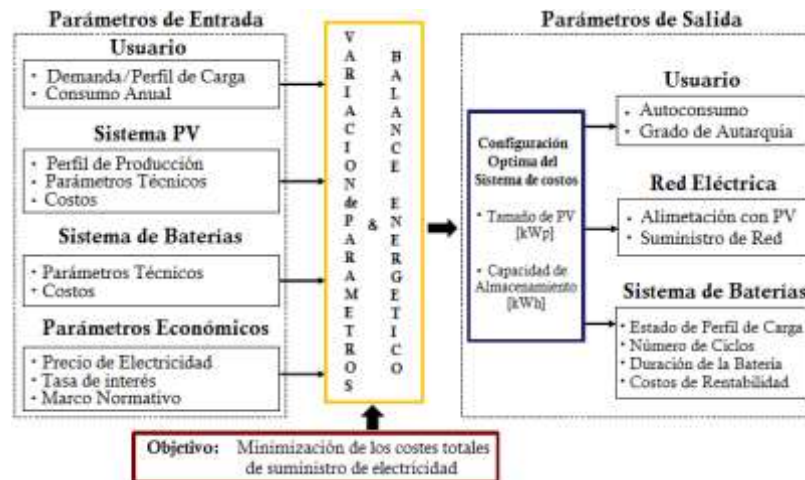


Fig. 4. 1: Estructura del modelo BaPSi. (Fuente: (Peter, Jochen, Johannes, & Florian, 2015))

El modelo BaPSi busca integrar la batería en el balance energético de una vivienda/edificio teniendo en cuenta la generación (producción fotovoltaica) y el perfil de consumo (perfil de carga del usuario). Para este caso el autoconsumo directo de la energía fotovoltaica (consumo simultáneo de electricidad fotovoltaica sin almacenamiento) siempre se prioriza sobre el almacenamiento en la batería y la alimentación a la red eléctrica (Peter, Jochen, Johannes, & Florian, 2015). Por lo cual, si la producción de energía fotovoltaica excede la demanda, la batería se carga; si la demanda es mayor que la producción, la

batería se descarga; si la batería está completamente cargada, la generación de electricidad excedente se alimenta a la red (en caso de estar conectado con la red eléctrica), y si la demanda no puede ser abastecida completamente descargando la batería, la demanda de electricidad adicional será cubierta por la red. La mayoría de estas variantes del modelo de la Fig. 4.1 se pueden acoplar a las prestaciones del simulador Homer, con lo cual en este caso se desarrollarán las simulaciones respectivas para luego analizar los resultados de las posibles soluciones. El sistema a implementarse puede incluir opcionalmente uno o más sistemas de generación con las siguientes combinaciones: Grupo generador térmico (diésel), Turbina eólica, Sistema FV, Mini/micro Hídrica, etc. En este estudio la fuente de generación renovable será mediante la generación solar fotovoltaica, que podrá utilizar como variantes tres tipos de baterías como almacenamiento (Ion-litio, Flujo y Plomo-acido), y además el sistema puede estar con o sin conexión a la red.

Como primera parte de este trabajo se recopiló datos de consumo (perfil de carga), recurso solar, y costos de equipos e implementación. Luego se realiza las correspondientes simulaciones para seleccionar la mejor solución. El análisis, la potencial solución, la implementación y el diseño en Homer se obtendrán también con ayuda del software Excel.

4.1.1 Excel

Esta herramienta nos permite almacenar los datos de las mediciones del consumo de energía para su posterior tratamiento, esto con el objetivo de obtener un ordenamiento de los mismos que estén de acorde al requerimiento de Homer (8760 datos de carga durante un año). Es de suma importancia tener correctamente la ordenación de los datos de tal manera que estos correspondan a las mediciones tomadas en su respectivo horario, por ejemplo, los picos deben coincidir con los horarios de mayor consumo.

4.1.2 Homer

HOMER simplifica la tarea de evaluar diseños de sistemas con energías renovables aislados y conectados a la red para una variedad de aplicaciones, esto gracias a que sus algoritmos de optimización y análisis de sensibilidad facilitan la evaluación de las muchas configuraciones posibles del sistema. En este sentido, HOMER proporciona al modelo entradas que describen las opciones de tecnología, los costos de los componentes y la disponibilidad de recursos. HOMER utiliza estas entradas para simular diferentes configuraciones de sistema o combinaciones de componentes y genera resultados que se

pueden ver como una lista de soluciones viables ordenadas por el coste actual neto (Homer, 2016). HOMER determina el tamaño óptimo y la estrategia operacional para un HRES basado en tres tareas principales que son: simulación, optimización y análisis de sensibilidad (Nurul, Abdull, Muhammad, & Ismail, 2010). A continuación, se describe las tres tareas principales de HOMER.

4.1.2.1 Simulación

Se realiza la simulación del funcionamiento del sistema en función de los componentes escogidos y sus respectivos costos. En este proceso, Homer realizará el cálculo del balance energético para cada una de las 8,760 horas de un año, basado en la configuración del sistema que consta de varios tamaños (capacidades (kW) y cantidades) de componentes. Para cada hora, HOMER compara la demanda eléctrica con la energía que el sistema puede suministrar en esa hora, y calcula los flujos de energía, para y desde cada componente del sistema. Para los sistemas que incluyen baterías o generadores a base de combustible, HOMER también decide para cada hora como operan los generadores, y si se cargan o descargan las baterías. En este caso, el sistema está constituido por los siguientes componentes: carga, paneles fotovoltaicos (FV), red eléctrica, inversor y baterías. La disposición de sus valores (costos de equipos, carga, recursos naturales como el solar, costo de suministro de energía de la red) debe estar actualizada para que la solución obtenida sea satisfactoria y sus referencias se apeguen a la realidad.

4.1.2.2 Optimización

La optimización se realiza después de la simulación de todas las soluciones posibles de configuración del sistema con energías renovables. Para esto HOMER presenta una lista de configuraciones ordenadas a base del Costo Actual Neto (CAN) total. Todos estos resultados pueden ser comparados en función de la configuración escogida para el sistema, que por lo general se verá reflejado en el costo. No obstante, la configuración del sistema basada en el CAN total tiene dependencia de los costos y datos técnicos de los componentes que se utilizaron en el diseño del sistema, lo cual se explica en la siguiente tarea.

4.1.2.3 Análisis de sensibilidad

Para realizar un análisis de sensibilidad, es necesario proporcionar a HOMER los valores sensibles que describan un rango de disponibilidad de recursos y costos de los

componentes. Por lo tanto cuando se define las variables sensibles como datos de entrada, HOMER repite el proceso de optimización para cada variable sensible que se haya especificado. Por ejemplo, si se define la radiación solar como una variable sensible, HOMER simulará las configuraciones del sistema para el rango de radiación solar especificado, en ese aspecto la simulación proporcionará resultados para cada valor que pertenezca al rango de valores introducido. Los resultados a través de un análisis sensible pueden emplearse para identificar los factores que representan un mayor impacto en el resultado final (costo y funcionamiento) del sistema. También se puede utilizar los resultados de análisis sensible de HOMER para responder a preguntas generales sobre las opciones tecnológicas para informes de planificación y decisiones políticas (Romero & Tecnologías, 2003). A continuación en las siguientes secciones se presentan las configuraciones (Sistema de generación con energía renovables sin conexión a la red y conectado a la red) para los casos de estudio propuestos.

4.1 Sistema de generación con energías renovables sin conexión a la red

El HRES en este caso (Fig. 4.2) comprende de un sistema fotovoltaico (SFV) con su respectiva carga eléctrica en CA, a este se lo adiciona un inversor de potencia y tres tipos de baterías como sistema de almacenamiento.

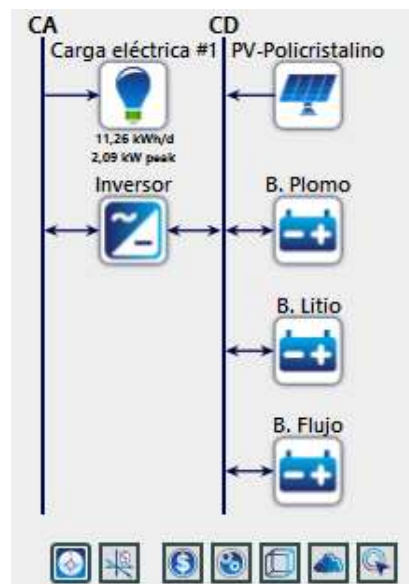


Fig. 4. 2: Diseño del sistema con energías renovables aislado. (Fuente: Homer)

Los datos de búsqueda (técnicos y costos) de cada componente utilizado en la configuración se presentan en las siguientes ventanas que tiene HOMER.

4.2.1 Carga

En la Fig. 4.3 se observa una interfaz gráfica que representa el diagrama de carga y el consumo, que debe ser abastecido con la generación renovable o conectado a la red eléctrica. La carga es importada en un formato (.txt) que reconoce Homer y debe estar ordenado en 8760 filas, que corresponde al consumo de cada hora durante el año. En este caso Homer permite introducir los datos de distintos perfiles de carga (residencial, industrial, etc.), y representa mediante tablas y diagramas (perfil diario, perfil estacional) los datos que se desea visualizar en la interfaz.



Fig. 4.3: Cuadro de datos del consumo importados desde Excel (o tomado de la base de datos de Homer). (Fuente: Homer)

El perfil de carga utilizado corresponde para un consumo residencial tomado de la base de datos de Homer, que al ser coincidente con un consumo referencial del sitio de estudio (aproximadamente 11 kWh/día (Ulloa, 2015)) se lo consideró aplicable para las simulaciones. Para mayor detalle, en la Fig. 4.4 se observa un diagrama del perfil de carga de consumo de una semana.

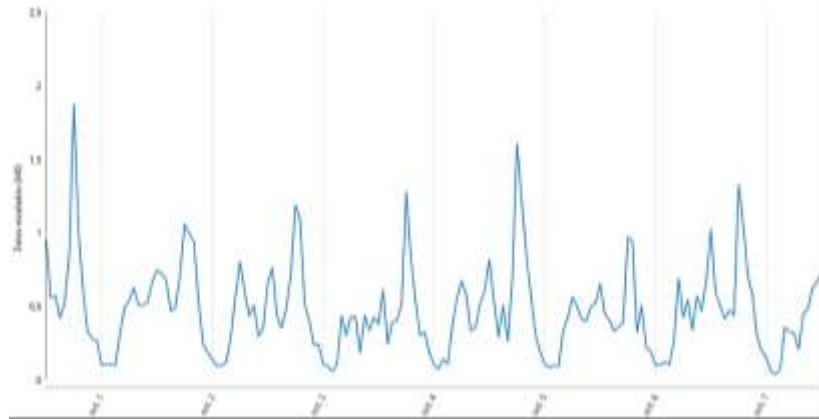


Fig. 4. 4: Perfil de carga de consumo de una semana. (Fuente: Homer)

4.2.2 Paneles fotovoltaicos (FV)

La Fig. 4.5 indica un cuadro en el cual se introducen los datos principales de configuración de los paneles FV como: la vida útil en años, el factor de reducción, el costo de inversión por cada kW, el costo de reemplazo, el costo por operación y mantenimiento anual, y los valores de combinaciones que sirven para la optimización del sistema. La capacidad y el costo de inversión por kW están en función de cada panel, por lo tanto estos valores pueden estar constituidos por dos o más paneles (en este caso cada kW está compuesto por 4 paneles de 250 W). Para la búsqueda se colocan valores en kW que estén muy próximos a una primera solución dada, puesto que una variación inadecuada puede dar resultados que no permitan tener una combinación óptima entre elementos del sistema.

Costos			
Capacidad (kW)	Inversión (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$/año)
1	1.165,00 \$	1.000,00 \$	10,00 \$
Click here to add new item			
Multiplicador: [-] [+] [-]			
Entrada de sitio específico			
Vida útil (años):		25,00	[-] [+]
Factor de reducción (%):		80,00	[-] [+]

Búsqueda ☆

Tamaño (kW)

- 2
- 3
- 4,25
- 4,5
- 5
- 6
- 7

Bus eléctrico

CA CD

Fig. 4. 5: Cuadro de configuración de los paneles fotovoltaicos. (Fuente: Homer)

También en lo que concierne a la configuración de los paneles FV, un factor importante es la radiación solar (Fig. 4.6) que es medida desde el sitio de estudio, estos datos pueden

ser recopilados en tablas de excel, o ser importados directamente de la base de datos de paginas web (ejemplo: NASA Surface meteorology and Solar Energy).

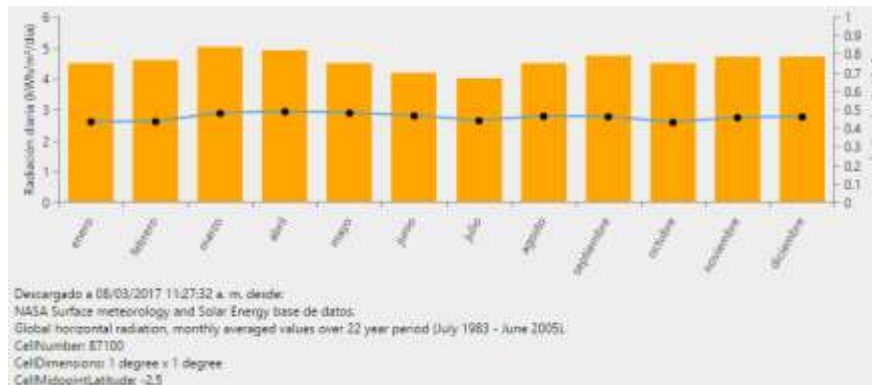


Fig. 4. 6: Cuadro de valores de radiación solar para los paneles fotovoltaicos, importados desde Excel o páginas web. (Fuente: Homer)

4.2.3 Inversor

En la Fig. 4.7 se indica un cuadro en el cual se introducen los datos principales de configuración del inversor, tales como: su eficiencia, capacidad, el costo de inversión por cada kW, el costo de reemplazo, el costo por operación y mantenimiento anual, y los valores de combinaciones que sirven para la optimización del sistema. Los valores en kW de las combinaciones se asignan en función del valor máximo en kW de la carga demandada.

Capacidad (kW)	Inversión (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$/año)
1	304,30 \$	300,00 \$	3,00 \$
Click here to add new item			

Multiplicador: [-] [-] [-]

Entrada del rectificador

Capacidad relativa (%): 100,00 [-]

Eficiencia (%): 96,00 [-]

Búsqueda ☆

Tamaño (kW)

1

2

3

4

Fig. 4. 7: Cuadro de configuración del inversor. (Fuente: Homer)

4.2.4 Baterías

Las Figuras 4.8, 4.9 y 4.10 indican un cuadro en el que se introducen los datos principales de configuración de las baterías (plomo, litio y flujo respectivamente), tales como:

el costo de inversión por cada batería (según el tipo de batería seleccionada), el costo de reemplazo, el costo por operación y mantenimiento anual, y los valores de búsqueda (número de baterías), que sirven para la optimización del sistema.

Costos

Cantidad	Inversión (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$/año)
1	724,00 \$	700,00 \$	7,24 \$

Click here to add new item

Multiplicador: [-] [+] [-]

Búsqueda ☆

Baterías

- 0
- 2
- 3
- 14
- 15
- 16
- 17

Entrada de sitio específico

Baterías por serie: 1 (2 V bus)

Estado de carga inicial (%): 100,00 [-] [+]

Estado de carga mínimo (%): 40,00 [-] [+]

Rendimiento de la vida útil (kWh): 3.246,47 [-] [+]

Fig. 4. 8: Cuadro de configuración de la batería de Plomo. (Fuente: Homer)

Costos

Cantidad	Inversión (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$/año)
1	4.680,00 \$	4.000,00 \$	10,00 \$

Click here to add new item

Multiplicador: [-] [+] [-]

Búsqueda ☆

Baterías

- 0
- 2
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8

Entrada de sitio específico

Baterías por serie: 1 (38 V bus)

Estado de carga inicial (%): 100,00 [-] [+]

Estado de carga mínimo (%): 20,00 [-] [+]

Rendimiento de la vida útil (kWh): 12.507,07 [-] [+]

Fig. 4. 9: Cuadro de configuración de la batería de Litio. (Fuente: Homer)

Costos

Cantidad	Inversión (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$/año)
1	28.000,00 \$	22.000,00 \$	10,00 \$

Click here to add new item

Multiplicador: [-] [+] [-]

Búsqueda ☆

Baterías

- 0
- 1
- 2

Entrada de sitio específico

Baterías por serie: 1 (48 V bus)

Estado de carga inicial (%): 0,00 [-] [+]

Estado de carga mínimo (%): 0,00 [-] [+]

Rendimiento de la vida útil (kWh): 876.000,00 [-] [+]

Fig. 4. 10: Cuadro de configuración de la batería de Flujo. (Fuente: Homer)

El número de baterías de búsqueda, se introducen en primera instancia hasta conseguir un primer resultado para el sistema, luego de tener un valor referencial, se colocan valores cercanos de forma que se obtenga una combinación más óptima (menor costo) entre FV y baterías. En la tabla 4.1 se presenta un resumen de los costos y datos técnicos de los componentes utilizados para la simulación, que se obtuvieron de referencias bibliográficas, la web y catálogos de fábrica. Las características técnicas completas de los paneles fotovoltaicos, inversor, batería de plomo, batería de litio, y batería de flujo se las puede ver en los Anexos 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5 respectivamente.

Tabla 4. 1: Resumen de características y costos de equipos.

Equipos	Capacidad (kW)	Tiempo de Vida (años)	Costo [\$]	Eficiencia	
Panel fotovoltaico (kW)	0.25	25	291.25	15%	
Inversor (kW)	1	10	304.3	96%	
Sistema de Baterías					
Tipo de Batería	Capacidad (kWh)	Tiempo de Vida (años)	Profundidad de Descarga (%)	Costo [\$]	Eficiencia
Plomo-acido	2.262	15	60	724	80%
Ion-Litio	3.97	17.5	80	4680	95%
Batería de Flujo	40	>25	100	28000	80%

(Fuente: (Hernández A. , 2016), (Monfared, Heydary, & Saeedi, 2016), (Solaris, 2017), (Atersa, 2017), (FRONIUS SYMO UL, 2017))

Al ser de interés un análisis que involucre el comportamiento de los tipos de baterías, a continuación se indica la curva de vida útil (en ciclos) en función de la profundidad de descarga para las baterías de Plomo y Litio. Los valores representados en las figuras se tomaron de los catálogos de las baterías, los mismos que fueron introducidos en la base de datos de Homer.

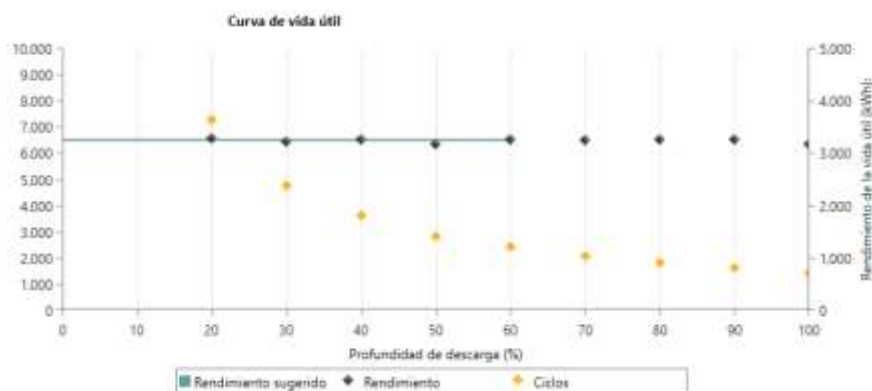


Fig. 4. 11: Curva de vida útil de la batería de Plomo. (Fuente: Homer)

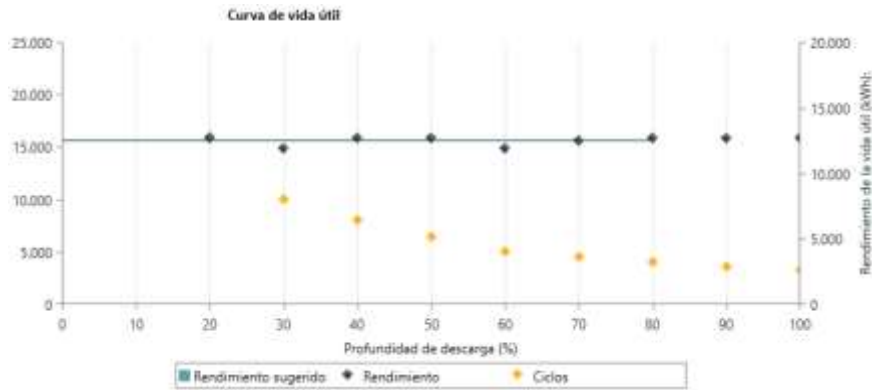


Fig. 4. 12: Curva de vida útil de la batería de Litio. (Fuente: Homer)

En las curvas de las figuras 4.11 y 4.12, se observa que mientras la profundidad de descarga ocurra en menor porcentaje, los ciclos de vida útil serán mayores, por lo tanto su vida útil será mayor. En el caso de la batería de flujo, al no contar con los datos de la curva de vida útil, sólo se introdujo en promedio la vida de flotación en años que para este tipo de batería es de 25 años (Ver Fig. 4.13), aunque se estima que su vida útil teóricamente es infinita.

Fig. 4. 13: Dato de vida útil de la batería de Flujo introducido en Homer. (Fuente: Homer)

4.3 Sistema de generación con energía renovable conectado a la red

El sistema de energía renovable híbrida en este caso (Fig. 4.14) comprende de un sistema fotovoltaico (FV) con su respectiva carga eléctrica en CA, a este se lo adiciona un inversor de potencia y tres tipos de baterías como sistema de almacenamiento. Sin embargo, en este sistema se integra una conexión a la red, esto con el fin de analizar qué tan beneficioso resulta integrar tecnologías renovables combinadas con la red eléctrica, y así poder determinar si es factible tomar una decisión en función de resultados técnicos y económicos.

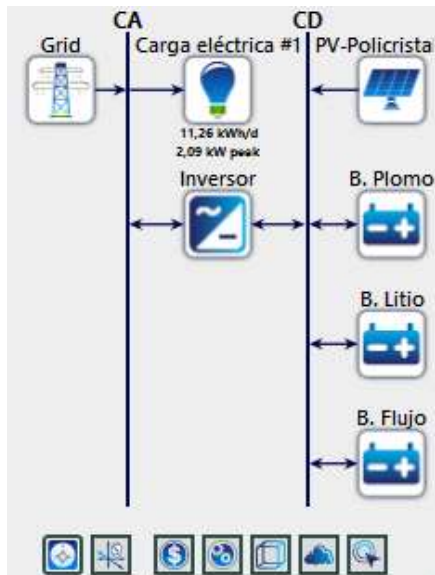


Fig. 4. 14: Diseño un sistema con energías renovables conectado a la red. (Fuente: Homer)

Este sistema posee las mismas configuraciones (inversor, panel FV, carga, baterías) que el sistema anterior (Fig. 4.2), a diferencia que ahora se debe adicionar las características y costos que posee el servicio de la red eléctrica.

4.3.1 Costo de Red Eléctrica

En la Fig. 4.15 se indica un cuadro en el cual se introducen los datos de configuración de la red eléctrica, como: el costo de energía en \$/kWh y el costo de reventa en \$/kWh, considerando que para este estudio solo se utilizará la opción de “Tarifas simples”.

RED AVANZADA  Nombre:

Tarifas simples
 Tarifas en tiempo real
 Tarifas programadas
 Extensión de red

Parámetros Emisiones

Simple Rates

Precio de energía de red (\$/kWh): 

Precio de reventa a la red (\$/kWh): 

Fig. 4. 15: Cuadro de configuración de la red eléctrica. (Fuente: Homer)

En el cuadro presentado en la Fig. 4.15, también se puede incluir una variación de costos de energía eléctrica en {..}, con el objetivo de tener un análisis de sensibilidad que permita

obtener más resultados con los cuales se puede observar que tanto influye en la optimización, el subir o bajar dichos costos.

Es de importancia mencionar que Homer permite crear configuraciones personalizadas de los equipos (paneles, baterías, etc.) que pueden ser almacenados en su biblioteca, esto con la visión de obtener simulaciones con los equipos que cada usuario cuenta o pretende implementar en su sistema con energías renovables. Una vez configurado todos los valores de costos y datos técnicos, Homer simula el sistema basándose en los costos de equipos, el costo de reposición, operación y mantenimiento, combustible, interés, etc.; con lo cual finalmente determina la mejor configuración del sistema que puede suministrar adecuadamente la demanda eléctrica. Los resultados de Homer para este caso, se presentan en la siguiente sección correspondiente a Simulaciones.

4.4 Simulaciones

4.4.1 Características del sitio de estudio

Para este estudio se toma como referencia la ciudad de Cuenca (Fig. 4.16), que está situada a 432 km por carretera al sur de Quito, capital de la República y a 191 km por carretera al este de la ciudad de Guayaquil, principal puerto ecuatoriano. Se encuentra en la Región Interandina del Ecuador (Región Sierra) en la parte sur con coordenadas: Latitud: 2°53'57.83"S y Longitud: 79° 0'26.56"O.

Cuenca está atravesada en varios sectores por los ríos Tomebamba, Yanuncay, Tarqui y Machángara. Su plaza central está situada a 2.550 msnm. Cuenca goza de un clima privilegiado por ubicarse dentro de un extenso valle en medio de la columna andina con una temperatura variable entre 7 a 15 °C en invierno y 12 a 25 °C en verano pudiendo decir que goza de un clima primaveral todo el año y es ideal para la siembra de flores y orquídeas que se exportan a todo el Mundo. La temperatura promedio de la ciudad es de 15 °C. También debido a su ubicación la ciudad puede experimentar en algunas ocasiones varios cambios de clima y de temperatura durante el transcurso del día. Por todo esto se ha tenido un cambio brusco llegando a tener temperaturas de 29 °C promedio al mediodía (Carpio, 2016).



Fig. 4. 16: Ubicación de la ciudad de Cuenca en el mapa de Ecuador.

El sistema de energía renovable híbrido propuesto en este caso es para aplicación de una vivienda, que se compone de una carga primaria de 11.26 kWh/día, con carga pico de 2.05 kW. En este estudio se presentaron dos propuestas de sistemas, uno con conexión a la red y otro sin conexión a la red. Cada sistema puede contar con uno de los tres tipos de baterías (plomo, litio y flujo) que se consideraron para el análisis. En cada sistema, Homer se encarga de identificar la mejor configuración posible, en que la mejor solución puede o no considerar todos los equipos. Generalmente la solución óptima depende mucho de los costos de los equipos, debido a que en función de estos valores Homer selecciona la combinación que menor costo represente. A continuación, se presentan los resultados obtenidos por Homer, para los dos sistemas propuestos.

4.4.2 Simulación de un sistema renovable sin conexión a la red

De la configuración del sistema presentada en la Fig. 4.2 se obtuvieron los siguientes resultados:

Arquitectura										Costo			
			PV-Policristalino (kW)	B. Plomo	B. Litio	B. Flujo	Inversor (kW)	Despacho		CDE (\$)	CAN (\$)	Costo de operación (\$)	Inversión inicial (\$)
			7,00	17			3,00	LF		0,542 \$	28.784 \$	573,05 \$	21.376 \$
			4,25			1	2,00	LF		0,655 \$	34.781 \$	94,45 \$	33.560 \$
			7,00		6		3,00	LF		0,851 \$	45.183 \$	621,57 \$	37.148 \$

Fig. 4. 17: Resumen de resultados obtenidos en Homer para un sistema aislado. (Fuente: Homer)

En el cuadro de la Fig. 4.17 se puede distinguir que los resultados de las soluciones presentadas por Homer están resumidas en función del número y capacidad (kW) de los componentes considerados para cada sistema, y resumen de costos como: inversión inicial, costo de operación, CAN (Costo Actual Neto), costo de energía generada (\$/kWh), etc. El resultado emitido por Homer presenta las tres mejores alternativas que están ordenadas de la siguiente manera. El primer sistema consta de un SFV con 7 KW de capacidad instalada, 17 baterías de plomo y un inversor con 3 KW de capacidad. El segundo sistema tiene una capacidad instalada de 4.25 KW en paneles FV, una batería de flujo y un inversor con capacidad de 2 KW. El tercer sistema consta de 7 KW de capacidad en paneles, 6 baterías de litio y un inversor con capacidad de 3 KW.

4.4.3 Simulación en Homer de un sistema renovable con conexión a la red

Los resultados de la simulación que se obtuvieron de la configuración de la Fig. 4.14 se exponen a continuación:

Arquitectura										Costo				
				PV- Policristalino (kW)	B. Plomo	B. Litio	B. Flujo	Grid (kW)	Inversor (kW)	Despacho	CDE (\$)	CAN (\$)	Costo de operación (\$)	Inversión inicial (\$)
				2,00				999.999	1,00	CC	\$ 0,0880	\$ 5.594	\$ 228,92	\$ 2.634
				2,00	4			999.999	1,00	CC	\$ 0,155	\$ 9.828	\$ 332,48	\$ 5.530
				2,00		2		999.999	1,00	CC	\$ 0,268	\$ 17.059	\$ 391,80	\$ 11.994
				2,00			1	999.999	1,00	LF	\$ 0,531	\$ 33.724	\$ 239,01	\$ 30.634

Fig. 4. 18: Resumen de resultados obtenidos en Homer para un sistema renovable conectado a la red. (Fuente: Homer)

En la Fig. 4.18 se puede observar que para este sistema conectado a la red, las soluciones integran la red eléctrica en todos los resultados evaluados por Homer. Esto se debe a que, el costo de energía en kWh distribuido por la red eléctrica para el consumo, es bastante bajo comparado con lo que costaría el kWh generado por un sistema renovable autónomo. En este sentido la configuración que menos elementos combine dentro del sistema (solo red eléctrica) será la que se considere como la mejor solución.

Cabe indicar que para este caso la simulación puede o no incluir baterías como almacenamiento, sin embargo como parte del análisis se han incluido las mismas a conveniencia (en caso de quedar sin servicio de la red eléctrica) para ver cómo influye su integración dentro de este sistema. En este caso Homer emitió cuatro soluciones que integran en común a la red eléctrica, una capacidad instalada de 2 KW en paneles y un

inversor con capacidad de 1 KW. A partir de esto las cuatro soluciones están ordenadas en función de, si integran o no algún tipo de baterías. En primer lugar está el sistema que no integra ningún tipo de batería, en segundo lugar está el sistema que contiene las baterías de plomo, en el tercer lugar se encuentra el sistema que integra las baterías de litio y el cuarto lugar corresponde al sistema que contiene la batería de flujo.

En el capítulo 5 se desarrolla el análisis de resultados, en el cual se tratará aspectos correspondientes a los costos y características técnicas de cada una de las soluciones dadas por Homer.

CAPITULO 5. ANALISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SIMULACION DE ESCENARIOS

En esta sección se presenta un análisis económico y ambiental de un sistema fotovoltaico aislado y conectado a la red para una vivienda residencial en Cuenca (Ecuador). La carga de la batería con la red, o la descarga de la batería en la red no se consideran en este estudio (debido a que en este caso se tratará solo tarifas simples, pero si se tratara con tarifas bi-horarias, resultaría conveniente realizar este análisis), sin embargo se realizará un breve análisis sobre lo que sería el uso de una batería como un sistema auxiliar de respaldo.

La configuración del sistema se simula con el software HOMER, con el cual se optimiza el sistema en diferentes condiciones, para posteriormente presentar los resultados obtenidos en distintos escenarios (utilizando baterías de plomo, litio y flujo).

5.1 Evaluación de resultados obtenidos en simulaciones

5.1.2 Resultado de optimización

A partir de los resultados de optimización dados por Homer se obtiene el diseño de un sistema optimo en el que sus componentes principales son: panel FV (o SFV combinado con la red), un inversor (convertidor), y baterías.

Para obtener resultados que permitan una mejor combinación de los equipos del sistema se realizan cambios en los datos (costos, número de equipos y capacidad (kW)) de entrada introducidos, hasta conseguir el menor costo posible (menor costo de inversión y CAN).

5.1.2 Resultado de la simulación y discusión

La simulación se realiza para los datos especificados en HOMER, con lo que se obtiene el resultado óptimo de los sistemas, sin conexión (a) y conectado a la red (b), de la Fig. 5.1.

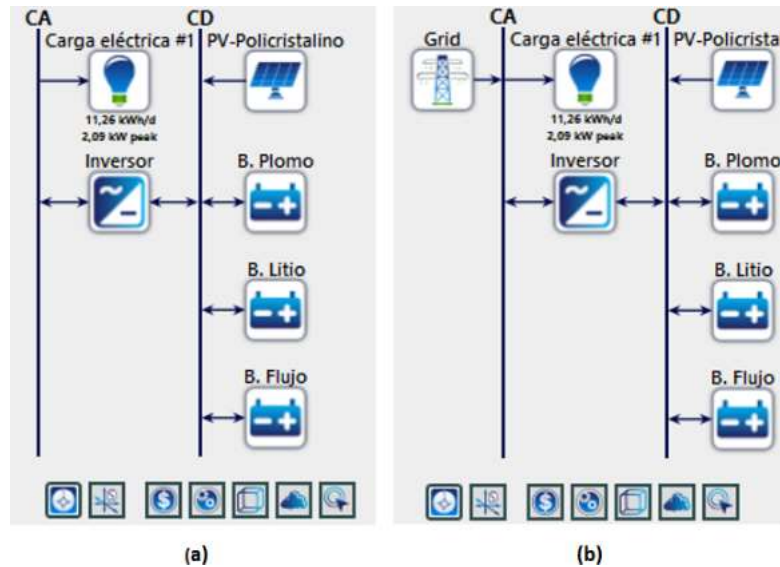


Fig. 5. 1: Sistemas renovables FV, sin conexión (a) y conectado a la red eléctrica (b). (Fuente: Homer)

Los resultados de la simulación para los dos casos son los que se indican a continuación.

Caso I: Sistema de generación con energías renovables (FV) sin conexión a la red

La simulación de este sistema autónomo se realizó para tres tipos de baterías (plomo, litio y flujo) de la propuesta (Fig. 5.1 (a)), con las que se evalúa la mejor condición óptima para que el sistema sea capaz de suplir la carga demandada. El resultado emitido por Homer se lo pudo observar en la Fig. 4.17. Los resultados detallados de la simulación de esta configuración, como: el CAN total, la producción y el consumo anual de electricidad, la cantidad de pérdidas anuales del convertidor, etc., se indican en la Tabla 5.1. Cabe señalar que las cantidades de los equipos (baterías, paneles FV, e inversor) se seleccionan después de realizar una serie de simulaciones de prueba (modificación de los datos de entrada). Por lo general estas variaciones se las realizan con el objetivo de obtener una combinación de equipos que represente el menor costo posible para la instalación del sistema. El análisis económico se realizó para un periodo de 25 años, valor que representa la vida útil de los paneles FV (Vázquez, Díaz, Rodríguez, & Espino, 2012).

Tabla 5. 1: Resumen de resultados de la simulación con Homer para un sistema sin conexión a la red.

Descripción	Batería de Plomo	Batería de Litio	Batería de Flujo	Convertidor
CAN Total (\$)	28784	45183	34781	-
Costo Nivelado CDE (\$/kWh)	0.5422	0.8511	0.6548	-
Costo de Operación (\$)	573.1	621.5	94.5	-
Producción FV (kWh/año)	9805	9805	5953	-
Exceso De Electricidad (kWh/año)	4986 (50.9%)	5416.7 (55.2%)	1105.3 (18.6%)	-
Carga Eléctrica Insatisfecha (kWh/año)	2.7	3.1	0.9	-
Pérdidas (kWh/año)	534.24	105.74	552.08	171.19
Energía Adentro (kWh/año)	2733	2302.3	2908.6	4279.9
Energía Afuera (kWh/año)	2192.2	2191.8	2340.9	4108.7
Reducción de Almacenamiento (kWh/año)	6.52	4.75	15.65	-
Rendimiento Anual (kWh/año)	2451	2248.8	2617.2	-

En la tabla 5.1 se observa que el costo más bajo de CAN corresponde a la configuración que utiliza las baterías de Plomo, la misma que se convertiría económicamente en la mejor opción, seguida por la opción que emplea las baterías de Flujo, y finalmente la tercera opción (más costosa) está representada por la configuración que utiliza las baterías de litio. Para los tres casos el valor más determinante del CAN total, es el costo de las baterías. Al considerar que el número de años de vida útil de las baterías Plomo (15 años) y Litio (17.5 años) no alcanza el periodo de 25 años para el que está desarrollado el cálculo, el CAN total incluye también el costo que representa el reemplazo de las mismas. En el caso de las baterías de Flujo, su tiempo de vida útil está estimado en 25 años, sin embargo el costo alto debido a su capacidad (puesto que en el mercado no se consiguen baterías de flujo con capacidades similares a las baterías de plomo y litio) hace que tenga también gran influencia en el costo total del sistema. El segundo valor más influyente del CAN total es el costo de los paneles fotovoltaicos necesarios para la producción de la energía. También dentro de los valores más representativos se incluye el costo del inversor (10 años estimados de vida) y finalmente el costo por mantenimiento y operación.

En las figuras 5.2, 5.3 y 5.4 se indican los flujos efectivos a 25 años para las baterías de plomo, litio y flujo respectivamente. En estas figuras se observa el costo de inversión inicial, y

frente a este, el valor significativo que representa el cambio de las baterías (plomo y litio) durante el periodo de vida útil del sistema. Al año 25 se puede apreciar que hay un valor de rescate que corresponde a la utilidad que aún tienen las baterías que sustituyeron a las iniciales. En la figura que representa el flujo efectivo para la batería de Flujo se observa que no se produce ningún reemplazo de la batería, puesto que la misma tiene una duración de 25 años, y por lo mismo tampoco se observa un valor de rescate.

Un valor que si se incluye en todas las figuras es el de la parte operativa que representa el cambio del inversor cada 10 años. En la denominación “combustible” no se puede apreciar ninguna cantidad ya que solo se incluye en caso de que al sistema se incluya un generador a diésel.

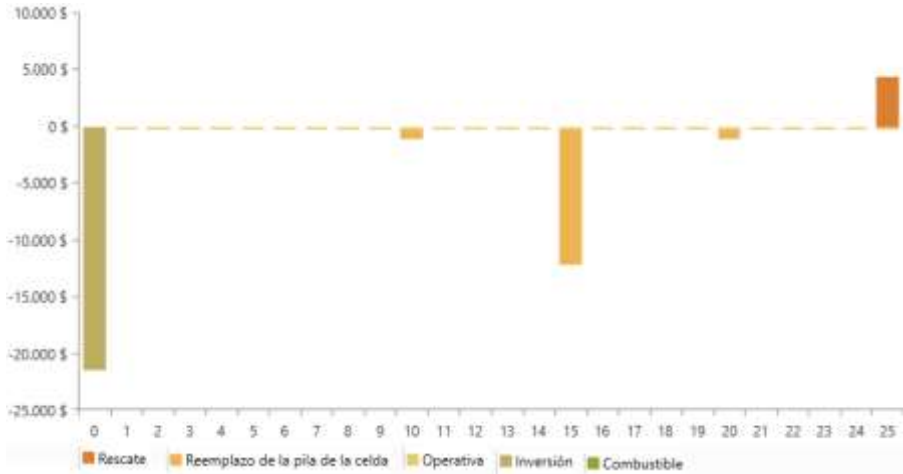


Fig. 5. 2: Flujo efectivo del sistema con baterías de Plomo. (Fuente: Homer)

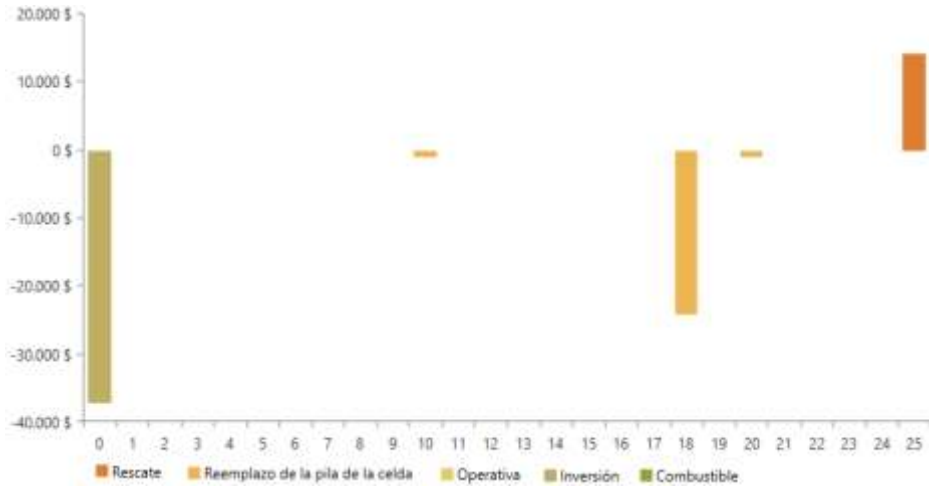


Fig. 5. 3: Flujo efectivo del sistema con baterías de Litio. (Fuente: Homer)

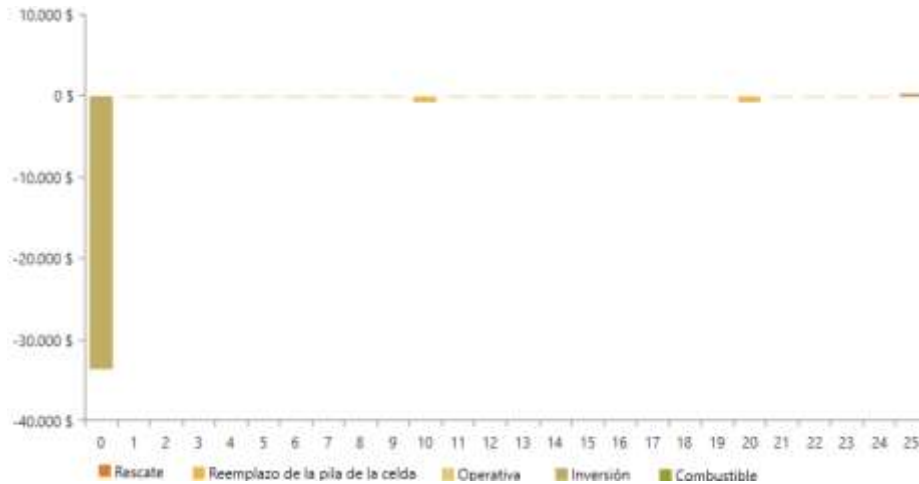


Fig. 5. 4: Flujo efectivo del sistema con baterías de Flujo. (Fuente: Homer)

Una vez indicado los costos de cada sistema, a continuación se presenta una descripción del comportamiento (producción y funcionamiento) de los equipos. En la Fig. 5.5 se observa la producción mensual de los paneles fotovoltaicos para los sistemas que incluyen las baterías de plomo y litio. En cambio la Fig. 5.6 representa la producción fotovoltaica mensual para el sistema que integra la batería de flujo. En las dos figuras se observa que la mayor producción FV se da en el mes de Marzo y la menor producción corresponde al mes de Julio; y su diferencia está en la capacidad de kW instalado en cada sistema.

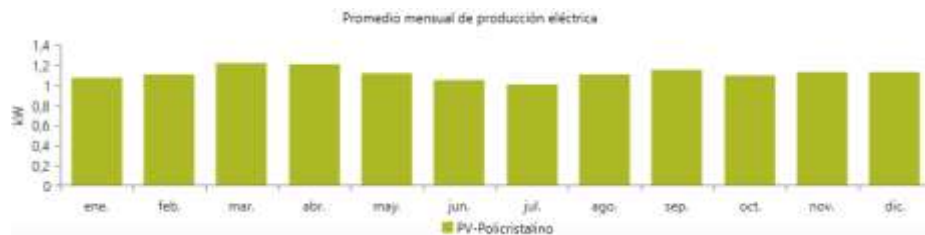


Fig. 5. 5: Producción de energía eléctrica FV mensual para baterías Plomo y Litio. (Fuente: Homer)

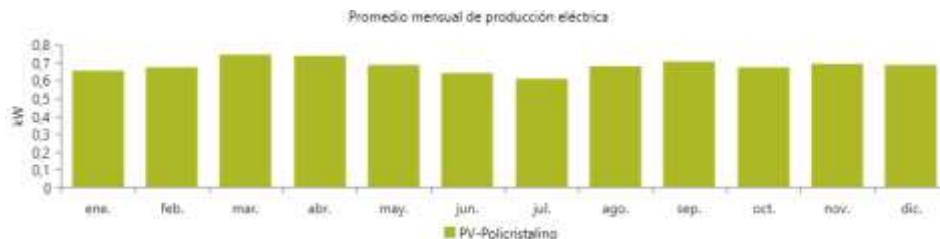


Fig. 5. 6: Producción de energía eléctrica FV mensual para batería de Flujo. (Fuente: Homer)

Al comparar el costo de energía (CDE) indicado en la tabla 5.1, se puede observar que los valores resultantes (\$/kWh) de la configuración con cada tipo de batería (Plomo: 0.564,

Litio: 0.87, Flujo: 0.676), son altos comparado con el costo de energía de una distribuidora eléctrica en Ecuador (Centrosur), que es de 0.0901 \$/kWh.

Otro factor interesante a considerar en el análisis de la tabla 5.1, es la cantidad de exceso de electricidad, que para los tres casos depende fundamentalmente de la sobreproducción de los paneles fotovoltaicos, esto se da debido a que el dimensionamiento (kW requerido en FV) está dado para suplir el consumo total de carga en cualquier horario, pues en caso de que al medio día se tenga poca radiación solar, el sistema tiene que ser capaz de abastecer la carga demandada en ese momento, por lo tanto considerando la variabilidad de la carga y lo intermitente que es la radiación solar, existirá momentos que la producción sobrepasará las necesidades de consumo de energía. En este caso sería muy interesante que el exceso de energía (aparte de almacenarla en las baterías del sistema) sea aprovechado al máximo. Una buena alternativa sería que este exceso se almacene en baterías externas que podrían ser de un auto eléctrico, o quizás crear políticas adecuadas que sean convenientes (venta de energía) para el usuario y permitan inyectar dicho exceso en la red eléctrica.

En las figuras 5.7, 5.8 y 5.9 se puede observar la disposición del perfil de carga para el cual se realizaron los cálculos, frente a la producción de los paneles FV para los sistemas con las baterías de plomo, litio y flujo respectivamente. Se nota que los excesos de energía son muy altos y su valor sobrepasa el 50% de la producción total FV, para las baterías de plomo (50.9%) y litio (55.2%).

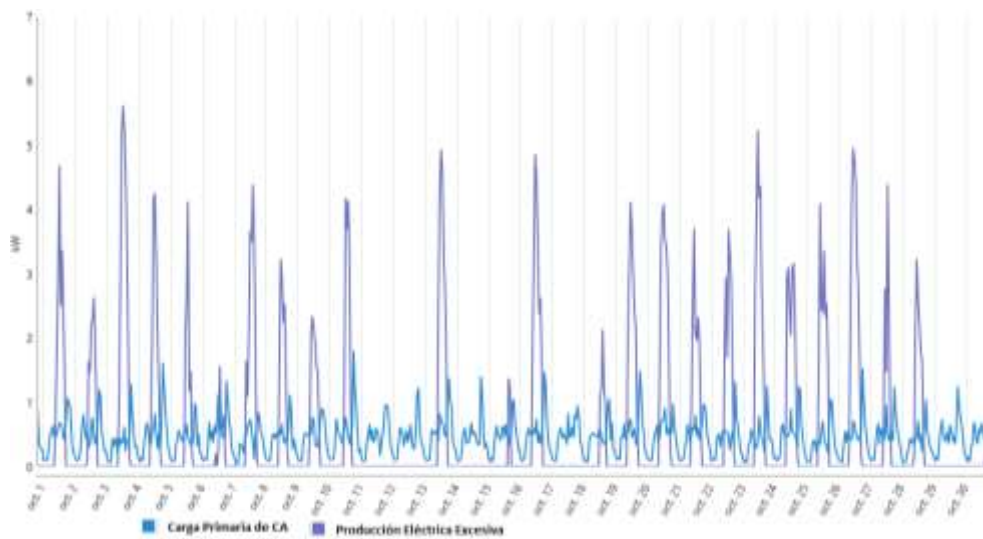


Fig. 5. 7: Perfil de carga primaria de CA y producción eléctrica excesiva de batería de Plomo. (Fuente: Homer)

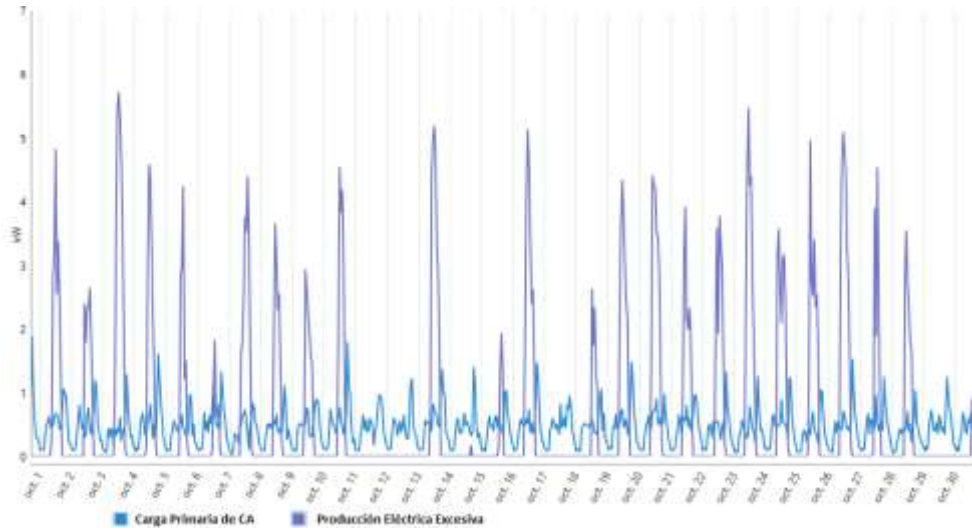


Fig. 5. 8: Perfil de carga primaria de CA y producción eléctrica excesiva de Batería de Litio.
(Fuente: Homer)

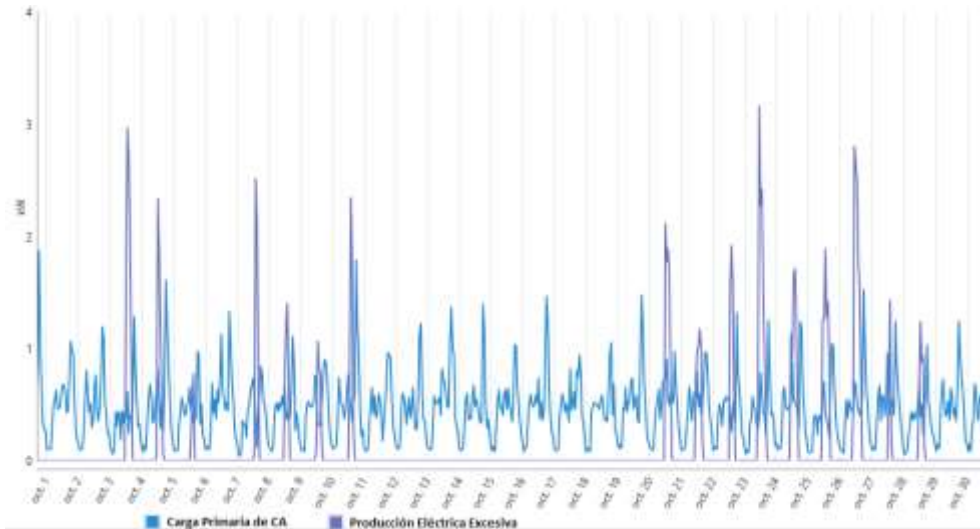


Fig. 5. 9: Perfil de carga primaria de CA y producción eléctrica excesiva de Batería de Flujo.
(Fuente: Homer)

Si nos fijamos en el valor de exceso de energía de la configuración que utiliza la batería de flujo (18.6%), podemos ver que dicho exceso es más bajo y se lo puede distinguir en la Fig. 5.9. En esta ocasión el exceso de energía es menor porque a comparación con las anteriores configuraciones, se tiene que la capacidad instalada en kW de los paneles FV también es menor, debido a que las baterías de flujo tienen mayor capacidad de almacenamiento y su tiempo de respuesta es menor que el de las otras dos tecnologías consideradas en este estudio. Considerando que el dimensionamiento de las tres configuraciones es para el mismo perfil de carga; la menor capacidad instalada y el exceso

más bajo de electricidad está relacionado con el tipo de tecnología de las baterías, pues una variante que interviene en este resultado es la profundidad de descarga (Plomo: 60%, Litio: 80% y Flujo: 100%), ya que las prestaciones de las baterías de flujo permiten aprovechar al máximo la energía almacenada sin ocasionar mayores inconvenientes en su vida útil y rendimiento global.

Otra variante a considerar de la tabla 5.1, es la cantidad de pérdidas en kWh/año, se puede ver que el valor más alto es para la configuración con las baterías de plomo (534.24), seguida por las baterías de flujo (552.08) y por último las baterías de litio (105.74). Estas pérdidas en gran parte están relacionadas a la autodescarga (Plomo: 0.6%, Litio: 0.2%, Flujo: 0.1%, valores referenciales de literatura.) y eficiencia (Plomo: 80%, Litio: 95%, Flujo: 80%) que tienen cada tipo de batería. Se puede considerar que también estas pérdidas se relacionan al nivel de tensión (Plomo: 2V, Litio: 58.4, Flujo: 48V) y capacidades de almacenamiento (Plomo: 2.262 kWh, Litio: 3.97 kWh, Flujo: 40 kWh) de cada batería. Otro aspecto a considerar es la cantidad de carga insatisfecha (kWh/año) que en la mayoría de los casos se produce por la falta de coincidencia de la producción FV con los requerimientos del perfil de carga, a esto puede sumarse el tiempo de respuesta en que actúan las baterías cuando no hay producción con los paneles. Aunque estas cantidades sean mínimas (Plomo: 2.7 kWh/año, Litio: 3.1 kWh/año, Flujo: 0.9 kWh/año), nos permite evaluar qué tipo de baterías son las que mejor (menor carga insatisfecha) se acoplarían al sistema.

El estado de carga de las baterías es un factor importante que permite evaluar su comportamiento dentro del sistema. Esta variante está relacionada con la energía adentro y afuera de la batería (Tabla 5.1). En las figuras 5.10, 5.11 y 5.12 se puede observar cómo se da este comportamiento durante el año para los tres tipos de baterías (Plomo, Litio y Flujo respectivamente). El estado de carga está representado para los 365 días del año (eje horizontal), durante las 24 horas del día (eje vertical izquierdo), en el que indica el porcentaje de carga (eje vertical derecho) para tales periodos. De las tres figuras, se puede ver que en la batería de flujo ocurre una mayor variación en el estado de carga, esto se da en función de las prestaciones de profundidad de descarga permitidas en la misma, por lo cual se deduce que su funcionalidad hace más estables y eficientes (ejemplo: menor exceso en producción FV) a los sistemas FV.



Fig. 5. 10: Estado de carga de la batería de Plomo durante un año. (Fuente: Homer)



Fig. 5. 11: Estado de carga de la batería de Litio durante un año. (Fuente: Homer)

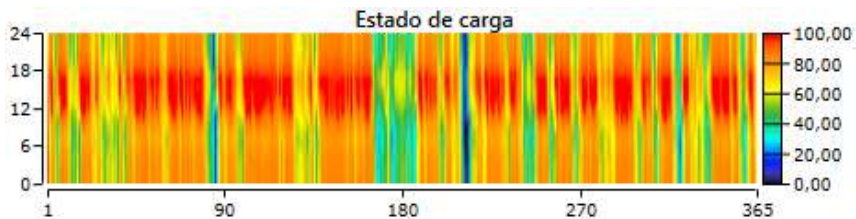


Fig. 5. 12: Estado de carga de la batería de Flujo durante un año. (Fuente: Homer)

Al analizar la potencia de salida FV (kW) indicada en la Fig. 5.13, se observa que esta empieza a fluir a las 6H00, y termina a las 18H00, teniendo que la mayor salida ocurre alrededor del mediodía (12H00). Para el resto de horarios en que no hay producción FV, el consumo es abastecido a través del sistema de baterías.

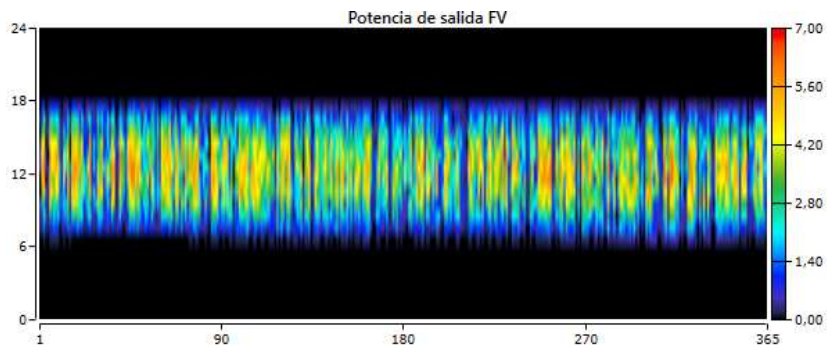


Fig. 5. 13: Potencia de salida de paneles FV. (Fuente: Homer)

En la Fig. 5.14 se puede observar la producción FV de una semana, en esta se distingue que la mayor generación ocurre en horarios del medio día; también se puede notar que para cada día la generación es variable debido a la intermitencia de la radiación solar.

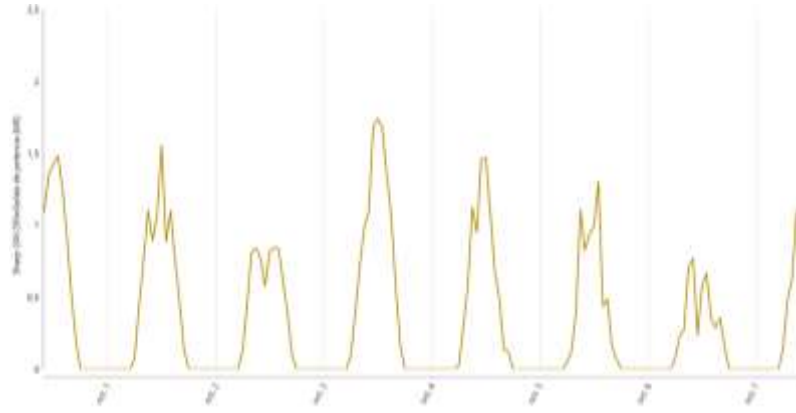


Fig. 5. 14: Comportamiento de la producción FV durante una semana. (Referencia: Homer)

La Fig. 5.15 indica la parte operativa del inversor durante un año, su mayor producción se da aproximadamente entre las 18H00 a 21H00, que es un horario en que mayor consumo se produce en una vivienda.

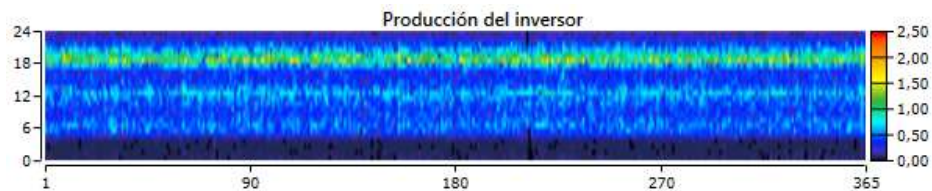


Fig. 5. 15: Potencia de salida (kW) del inversor. (Fuente: Homer)

También es importante tener en cuenta que la emisión de GEI anual en condiciones autónomas para todas las configuraciones, es nula, tal como se puede observar en la tabla 5.2.

Tabla 5. 2: GEI generados para un sistema aislado calculados por Homer.

Cantidad	Valor	Unidades
Dióxido de Carbono	0	Kg/año
Monóxido de Carbono	0	Kg/año
Hidrocarburos Incombustos	0	Kg/año
Material Particulado	0	Kg/año
Dióxido de Azufre	0	Kg/año
Óxidos de Nitrógeno	0	Kg/año

Las cantidades de emisión de GEI son valoradas en el caso de que se pueden ocasionar sólo durante la generación de energía, y no durante la fase de fabricación de los elementos que componen al sistema.

Caso II: Sistema de generación con energías renovables (FV) conectado a la red

En este sistema se considera hacer uso de los elementos de forma que el abastecimiento de energía sea compartido tanto con energía renovable y la red eléctrica. Los resultados optimizados por Homer se indicaron en la Fig. 4.18, y el detalle de los mismos se expone en la siguiente tabla 5.3.

Tabla 5. 3: Resumen de resultados de la simulación con Homer para un sistema conectado a la red.

Descripción	Batería de Plomo	Batería de Litio	Batería de Flujo	Sin Baterías	Convertidor
CAN Total (\$)	9828.4	17059	33724	5593.6	-
Costo Nivelado CDE (\$/kWh)	0.1546	0.2683	\$239.01	0.08797	-
Costo de Operación (\$)	\$332.48	\$391.79	\$239.01	228.92	-
Producción FV – Compra a Red (kWh/año)	2801 (52.5%)- 2535 (47.5%)	2801 (52.5%)- 2535 (47.5%)	2801 (52.5%)- 2535 (47.5%)	2801 (52.5%)- 2535 (47.5%)	-
Exceso De Electricidad (kWh/año)	318.4	318,4	319	318,4	-
Carga Eléctrica Insatisfecha (kWh/año)	0	0	0	0	-
Pérdidas (kWh/año)	0	0	1.5	-	99.32
Energía Adentro (kWh/año)	0	0	7.51	-	2483
Energía Afuera (kWh/año)	0	0	6.01	-	2383.7
Reducción de Almacenamiento (kWh/año)	0	0	0	-	-
Rendimiento Anual (kWh/año)	0	0	6.72	-	-
Energía Comprada (kWh/año)	2535	2535	2535	2535	-
Energía Vendida (kWh/año)	809	809	807	809	-
Energía Neta Comprada (kWh/año)	1726	1726	1728	1726	-

En la tabla 5.3 se puede observar que el CAN total más bajo es de la configuración que combina la red eléctrica, paneles FV e inversor. Cabe mencionar que el diseño en este caso

esta calibrado para que el abastecimiento de energía requerido sea compartido de forma equilibrada, de manera que la energía de la red y la producción FV cubra un aproximado de 50% cada uno. La calibración se la realizó variando los datos de entrada de la capacidad de los paneles fotovoltaicos (kW), hasta conseguir que en el resultado de las simulaciones nos dé una producción equilibrada entre la red eléctrica y los paneles FV.

La Fig. 5.16 indica cómo está distribuido el costo de los elementos que mayor influencia tienen en el CAN total de este sistema, y al igual que en la producción compartida, se puede ver que en los costos también hay una distribución equilibrada.

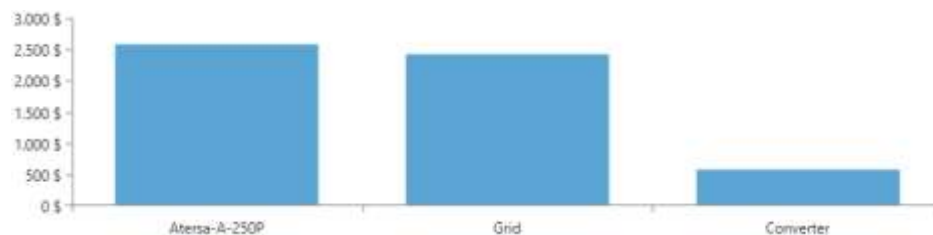


Fig. 5. 16: Representación de costos de los paneles FV, red eléctrica e inversor. (Fuente: Homer)

En caso de implementar cualquier tipo de batería a esta configuración, lo que tendrá mayor influencia será el costo adicional que representa cada una de estas, ya que técnicamente no existirá mayor variación en el funcionamiento del sistema, debido a que para este caso Homer considera que, al no existir producción FV, la red eléctrica abastecerá de energía para el consumo en todo momento. Por lo tanto la funcionalidad de las baterías no sería tan importante, sin embargo en caso de que no exista producción FV y disponibilidad de la red, las baterías, que solo estarían como un respaldo, entrarían en funcionamiento para abastecer de energía al sistema. Si se toma en cuenta el exceso de energía (tabla 5.3), se nota que para todas las configuraciones este valor disminuyó notablemente. Esto se debe esencialmente a que ya no es requerido en su totalidad el abastecimiento con paneles FV, por lo cual Homer optimiza los cálculos, de forma que el factor (baja radiación solar) que producía un sobredimensionamiento, ya no influye tanto porque el abastecimiento es compartido y garantizado con la red eléctrica.

La Fig. 5.17 indica el balance de la producción FV con el abastecimiento de la red eléctrica, de manera que la energía total sea repartida aproximadamente con 50% de cada fuente.

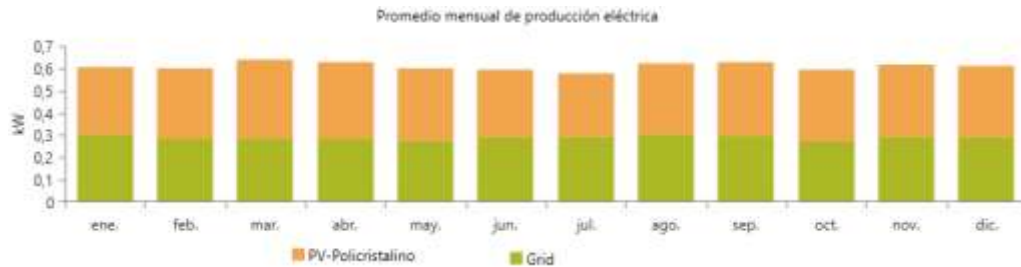


Fig. 5. 17: Producción eléctrica mensual FV y red eléctrica. (Fuente: Homer)

Al igual que en el caso del sistema aislado, en la Fig. 5.18 se puede apreciar la potencia de salida de los paneles FV, con la diferencia de que ahora la magnitud de salida se da en menor rango, esto es debido a que tiene menor capacidad (kW) FV instalada.

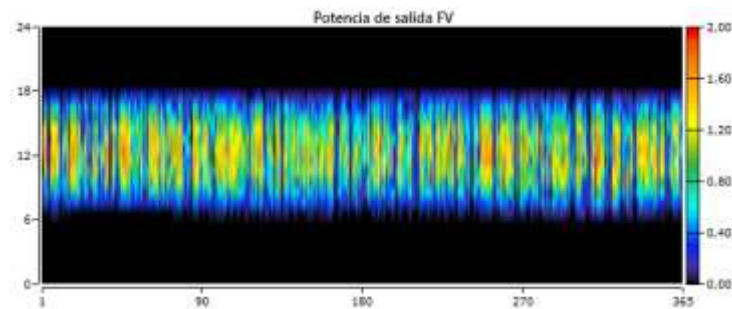


Fig. 5. 18: Potencia de salida de paneles FV. (Fuente: Homer)

La Fig. 5.19 representa la entrada de energía de la red eléctrica que es comprada por el sistema, y se puede notar que, el sistema en su mayoría toma la energía de la red en momentos que no existe producción FV suficiente (0H00 a 6H00 y 18H00 a 24H00). En este caso se puede decir que la red eléctrica tiene un comportamiento similar que una batería.

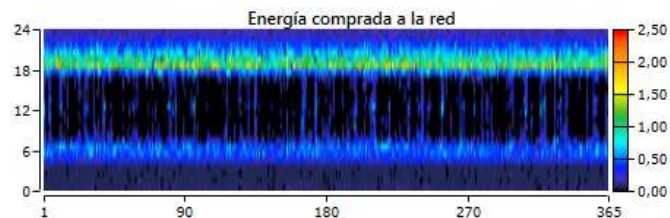


Fig. 5. 19: Energía comprada a la red eléctrica que ingresa al sistema. (Fuente: Homer)

La energía generada en exceso por los paneles FV puede ser aprovechada al permitir su venta a la red eléctrica. Tomando esta idea, Homer también considera la potencial venta de esta energía, para lo cual da resultados de cómo se daría el ingreso de dicha energía a la red eléctrica (Ver Fig. 5.20). La energía que podría ser vendida es producida al medio día y en sus horarios próximos, cuando mayor es la radiación solar.

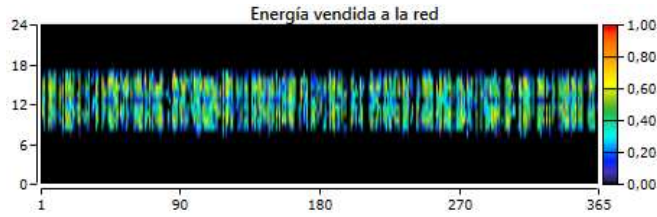


Fig. 5. 20: Potencial venta de energía a la red eléctrica. (Fuente: Homer)

En la Fig. 5.21 se puede observar las curvas para una semana de compra y posible venta de la energía a la red eléctrica. Se puede distinguir que las compras a la red se dan en horarios que hay poca o ninguna producción FV, mientras que las ventas de energía ocurren cuando hay mayor producción FV, por lo general cuando existen excesos de energía.

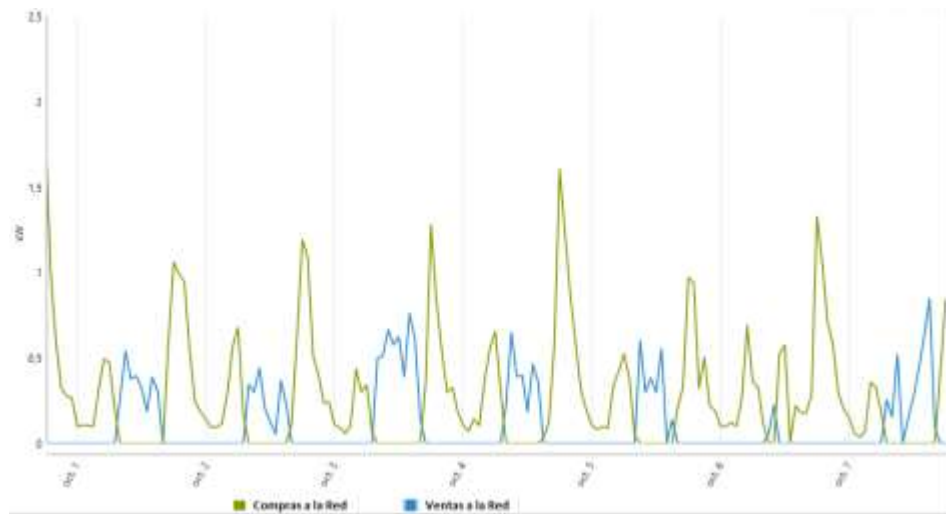


Fig. 5. 21: Curvas de compra y venta de energía a la red eléctrica. (Fuente: Homer)

Para esta configuración, si se toma en cuenta el estado de carga de las baterías, se notara que siempre estarán cargadas al 100% (Fig. 5.22), debido a que, en su evaluación Homer considera que no se producirán eventuales fallos en la red, y por lo tanto la energía requerida será abastecida directamente de los paneles FV y la red eléctrica.



Fig. 5. 22: Estado de carga de las baterías durante un año. (Fuente: Homer)

Cabe indicar que durante el proceso de conversión de CD a CA, se producen pérdidas, las que están relacionadas con la eficiencia o rendimiento del inversor (convertidor). Por lo

tanto según la tabla 5.4, la cantidad de entrada y salida de energía del inversor tiene un valor de pérdidas que no es muy considerable ya que su eficiencia es de aproximadamente 96%. En la Fig. 5.23 se puede ver la disposición de energía que sale del inversor hacia el sistema.

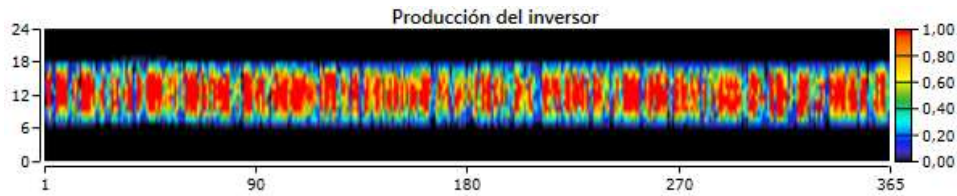


Fig. 5. 23: Energía de salida del inversor. (Fuente: Homer)

Por ultimo Homer también da resultados de la generación de elementos contaminantes, al consumir energía tomada de la red. Es de suma importancia mencionar que ciertos elementos contaminantes están directamente relacionados al tipo de fuente de generación eléctrica (térmica, nuclear, hidráulica, etc.), la cual es distribuida a los usuarios a través de la red eléctrica. Como referencia en la tabla 5.4 se indican los valores en kg/año de los contaminantes generados para este sistema.

Tabla 5. 4: GEI generados para un sistema conectado a la red eléctrica calculados por Homer.

Cantidad	Valor	Unidades
Dióxido de Carbono	1090.8	Kg/año
Monóxido de Carbono	0	Kg/año
Hidrocarburos Incombustos	0	Kg/año
Material Particulado	0	Kg/año
Dióxido de Azufre	4.73	Kg/año
Óxidos de Nitrógeno	2.31	Kg/año

Los valores de la tabla 5.4, no son en específico los que representan la realidad en cuanto a generación de GEI en Ecuador, puesto que la mayoría de energía entregada a la red, es generada mediante Hidroeléctricas, que se considera una de las más limpias y amigables con el medio ambiente. Sin embargo con investigaciones existentes, se ha ido desvaneciendo esta teoría, ya que las hidroeléctricas emiten cantidades importantes de gases que pueden contribuir con el calentamiento global, esto depende de las características como, la ubicación geográfica, edad del embalse, cantidad de carbono y nutrientes, flujo de agua, tiempo de rotación, área, profundidad, fluctuaciones del nivel de agua, ubicación de las turbinas y aliviaderos; por lo tanto se puede deducir que las emisiones de metano (CH₄) son

una contribución relevante por parte de los embalses hidroeléctricos al calentamiento global (Paucar, 2014).

En la tabla 5.5 se indica la cantidad de CH₄ generado (Cálculo como emisiones difusas) en algunas Hidroeléctricas del país.

Tabla 5. 5: Resumen de emisiones de CH₄ calculados como emisiones difusas.

Embalse	G g CH₄/año	t CH₄/año	t CO₂ eq
Embalse Paute-Molino	0,0876	87,600	1.839,60
Embalse Mazar	0,0493	49,275	1.034,78
Embalse Pisayambo	0,0111	11,133	233,78
Embalse Daule-Peripa	78,183	7.818,300	164.184,30
Embalse Compensador	0,0690	68,985	1.448,69

(Fuente: (Paucar, 2014))

Para complementar el análisis de los dos sistemas, se incluye un análisis de sensibilidad, que involucra la posibilidad de que los costos de los equipos tiendan a disminuir en un futuro y una suposición de costos de energía que podrían ser vendidos a la red eléctrica.

5.2 Análisis de sensibilidad

5.2.1 Variando el costo de los equipos

Este análisis se lo realiza basado en la posibilidad de que los costos de los equipos (paneles FV y baterías) tiendan a disminuir en los próximos años. Según esto se prevé que el precio de los paneles de silicio cristalino y de las baterías de iones de litio caen un 24% y un 21%, respectivamente, cada vez que se duplica su nivel de producción, además se esperan caídas de precios del 50%, 40% y 25% para baterías de iones de litio, de flujo, y de plomo ácido, respectivamente, en los próximos 5 años (Beltran, 2016). Cabe recalcar que para el costo del inversor no se realiza ninguna variante y para los paneles la reducción se hace en un 20 %. De acuerdo a estas posibles reducciones, los costos que corresponderían para las baterías y paneles son los que se exponen en la siguiente tabla 5.6.

Tabla 5. 6: Resumen de características y nuevos costos de equipos.

Equipos	Capacidad (kW)	Tiempo de Vida (años)	Costo actual (\$)	Costo proyectado [\$]	Eficiencia	
Panel fotovoltaico (kW)	0.25	25	291.25	233	15%	
Inversor (kW)	1	10	304.3	304.3	96%	
Sistema de Baterías						
Tipo de Batería	Capacidad (kWh)	Tiempo de Vida (años)	Profundidad de Descarga (%)	Costo actual (\$)	Costo proyectado [\$]	Eficiencia
Plomo-acido	2.262	15	60	724	543	80%
Ion-Litio	3.97	17.5	80	4680	2340	95%
Batería de Flujo	40	>25	100	28000	16800	80%

Como se presentó en los capítulos 4 y 5, las simulaciones se realizaron para los dos casos que se indican a continuación.

Caso I: Sistema de generación con energías renovables (FV) sin conexión a la red

Los resultados que se obtuvieron de la simulación se indican en la Fig. 5.24.

Arquitectura								Costo			
PV-Policristalino (kW)	B. Plomo	B. Litio	B. Flujo	Inversor (kW)	Despacho	CDE (\$)	CAN (\$)	Costo de operación (\$)	Inversión inicial (\$)		
4,25			1	2,00	CC	0,425 \$	22.591 \$	94,45 \$	21.370 \$		
7,00	17			3,00	CC	0,434 \$	23.051 \$	493,79 \$	16.668 \$		
7,00		6		3,00	CC	0,504 \$	26.742 \$	407,25 \$	21.477 \$		

Fig. 5. 24: Cuadro de resultados aplicando la posible baja de costos de los equipos de un sistema de generación con energías renovables (FV) sin conexión a la red. (Fuente: Homer)

Para esta configuración se observa que dadas estas variantes, ahora el costo más bajo de CAN corresponde a la configuración que utiliza las baterías de Flujo, la misma que se convertiría económicamente en la mejor opción, seguida por la opción que emplea las baterías de Plomo, y finalmente la tercera opción (más costosa) se mantiene con la configuración que utiliza las baterías de litio. A pesar de que aún el costo de CAN total de las tres configuraciones es alto, se puede notar que a comparación con los costos anteriores (Tabla 5.1), se tendría reducciones económicas importantes, por lo tanto mientras avance la

tecnología y se reduzcan los costos de los equipos, la integración de los sistemas con energías renovables será más accesible y sostenible

También se incluye un análisis de sensibilidad para un sistema FV conectado a la red. Los datos técnicos y costos de los equipos (tabla 5.6) son los mismos que se utilizaron para un sistema aislado.

Caso II: Sistema de generación con energías renovables (FV) conectado a la red

De la simulación se obtuvieron los siguientes resultados que se exponen en la Fig. 5.25

Arquitectura									Costo			
PV- Policristalino (kW)	B. Plomo	B. Litio	B. Flujo	Grid (kW)	Inversor (kW)	Despacho	CDE (\$)	CAN (\$)	Costo de operación (\$)	Inversión inicial (\$)		
2,00				999.999	1,00	CC	0,0806 \$	5.128 \$	228,92 \$	2.168 \$		
2,00	4			999.999	1,00	CC	0,132 \$	8.397 \$	313,83 \$	4.340 \$		
2,00		2		999.999	1,00	CC	0,173 \$	10.990 \$	320,36 \$	6.848 \$		
2,00			1	999.999	1,00	LF	0,345 \$	22.031 \$	236,91 \$	18.968 \$		

Fig. 5. 25: Cuadro de resultados aplicando la posible baja de costos de los equipos de un sistema renovable conectado a la red. (Fuente: Homer)

En este caso el CAN más bajo es para el sistema que combina la red eléctrica con los paneles fotovoltaicos. Para los sistemas que combinan las baterías los costos disminuyen notablemente. Al comparar el costo de energía (CDE) obtenido con la mejor solución, se nota que este valor (\$0.0806) está por debajo del costo que representa el pago a la red eléctrica (\$0.090) por cada kWh consumido. En ese sentido ya se tendría una ventaja al incorporar un sistema renovable en una vivienda.

5.2.2 Variando el precio de venta de energía

Al analizar la posibilidad de venta de los excesos de energía a la red eléctrica, se evalúa tres posibilidades de venta, para un valor menor (\$0.05), un valor igual (\$0.09) y el doble (\$0.18).

Los resultados obtenidos a través de este análisis de sensibilidad se exponen en la Fig. 5.26.

Sensibilidad	Arquitectura								Costo				
Tarifa de reventa (\$/kWh)			PV- Policristalino (kW)	B. Plomo	B. Litio	B. Flujo	Grid (kW)	Inversor (kW)	Despacho	CDE (\$)	CAN (\$)	Costo de operación (\$)	Inversión inicial (\$)
0,05			2,00				999.999	1,00	CC	0,0806 \$	5.128 \$	228,92 \$	2.168 \$
0,090			2,00				999.999	1,00	CC	0,0741 \$	4.709 \$	196,56 \$	2.168 \$
0,18			2,00				999.999	2,00	CC	0,0538 \$	3.633 \$	89,74 \$	2.473 \$

Fig. 5. 26: Resultados obtenidos al considerar variantes de venta de energía a la red eléctrica. (Fuente: Homer)

A modo de ejemplo si se considera que la venta de cada kWh es a un costo inferior (\$0.05) al de la red eléctrica, se puede ver en la Fig. 5.26 que el costo de energía que se obtiene al incorporar un sistema FV a la red (\$0.0806) es un tanto inferior a la tarifa normal (\$0.09) que se paga a las empresas distribuidoras de energía. Ahora en caso de que la venta sea a un costo igual al de la red, los resultados del costo de energía esta vez tienden a disminuir (0.0741) de forma más notable, lo que con esta variante se obtendrá un beneficio mayor al incorporar un sistema renovable a la red. Finalmente si el costo de venta se lo considera al doble (\$0.18), el resultado disminuye aún más (0.0538), lo que haría más rentable contar con sistemas de este tipo.

Este análisis ayudaría mucho en la toma de decisiones para las políticas que se manejen en el sector eléctrico, pues si notamos que mientras mayor costo tenga el kWh de venta a la red eléctrica, menor será el costo de energía que el usuario tendrá que cubrir al tener un sistema renovable combinado con la red eléctrica, por lo que de cualquier forma el uso de las energías renovables siempre tendrá un beneficio positivo, no solo económico sino ambiental.

5.3 Discusión

Si analizamos los costos de CAN para los tres casos, notaremos que son cantidades muy representativas económicamente, pero al considerar un sistema aislado que no se puede alimentar mediante la red eléctrica, es posible que estos valores sean similares o incluso menores a lo que significaría realizar la cobertura o extensión de red, pues esta involucra de muchos factores como: la distancia (km), la geografía del lugar, posible repotenciación de la red, daños medioambientales, etc. Además, si consideramos la importancia en el ámbito social, el dotar de un servicio primordial a una vivienda o comunidad, muchas veces el beneficio obtenido no tendrá comparación con lo económico.

En general se ha comprobado que la producción y el consumo total de electricidad, incluyendo todas las pérdidas, está adecuadamente en equilibrio para el sistema que

combina la generación FV con la red eléctrica. En cambio sí evaluamos el sistema autónomo, solo con paneles, notaremos que es algo más complicado manejarlo tanto en el aspecto técnico y económico, dado sus altos costos de implementación e inconvenientes al momento de generar y abastecer la energía requerida por el sistema. Pero si hablamos en un tema ambiental, se puede decir que la mejor opción será optar por un sistema con energías renovables (FV) autónomo.

En cuanto al análisis de los tipos de baterías que se utilizaron dentro del sistema, se puede decir que en cuestión de costos, las baterías de plomo son las que mayor aceptación tendrían, seguidas por las baterías de litio y las de flujo. Pero al tratar las prestaciones técnicas de cada una, en cuanto a la vida útil, aprovechamiento de energía y capacidad de almacenamiento, las baterías de flujo podrían ser la mejor opción, seguidas por las baterías de litio y plomo. Sin embargo, si se amplía el periodo de análisis (a partir del año 30), las baterías de flujo se convierten en la mejor opción. Dado a que en la actualidad las baterías de flujo tienen el inconveniente de que aún no poseen una tecnología madura dentro del mercado, y su uso principal está diseñado para aplicaciones en las que se requiere mayor capacidad de potencia y energía. Las baterías de litio en este caso serían las que darían una mejor solución, puesto que dado a sus avances y proyecciones a futuro, será posible adquirirlas a costos más bajos.

Ahora bien, suponiendo que el precio determinado del sistema de baterías requerido se logra disminuir en el futuro, se podría considerar apropiado invertir en un SFV con baterías, ya que será importante contribuir en la disminución de la contaminación del medio ambiente. Sin embargo, los resultados antes mencionados revelan que la rentabilidad está sometida a una variedad de parámetros técnicos y económicos. Existen varios factores que no pueden preverse exactamente y que sólo pueden estimarse en el momento de la inversión, entre ellos se encuentran la demanda anual de carga del hogar y su distribución dentro de la vida útil del sistema FV. Los cambios en el comportamiento del consumo pueden aumentar o disminuir el grado de autosuficiencia y por lo tanto también afectan la rentabilidad del mismo.

Se debe tomar en cuenta también que el desarrollo futuro de los costes eléctricos de la red es bastante incierto y no puede predecirse con precisión. Al tener que el costo en \$/kWh resultante de la inversión en un sistema FV no compite con la tarifa establecida por la red eléctrica, la introducción de tarifas de tiempo de uso puede afectar positivamente o negativamente la rentabilidad, dependiendo de sus características (uso comercial, domiciliario, industrial, etc.).

Dentro de los resultados obtenidos en las simulaciones, dado el número de parámetros económicos de entrada que no se pueden proyectar exactamente, la evaluación económica tiende a ser un tanto incierta. Teniendo en cuenta estos hechos, la evaluación económica de un sistema FV con baterías es menos confiable en comparación con la evaluación obtenida para un sistema fotovoltaico conectado a la red. Pero es de suma importancia mencionar que aparte de los costos de inversión de los SFV, con y sin conexión a la red, hay varias razones para que las personas estén cada vez más interesadas en instalar sistemas FV. Por ejemplo, el objetivo de ser autosuficiente y utilizar la electricidad autogenerada es uno de los principales factores que hacen que estos sistemas de generación sean más atractivos, por lo tanto, es de esperarse que algunos propietarios de viviendas invertirán en sistemas FV autónomos, ignorando los costos que representan los mismos.

CAPITULO 6. CONCLUSIONES

- La generación de energía a través de fuentes renovables, como el caso de la solar fotovoltaica tiene un gran potencial para ser aplicada en Ecuador, pero el costo bajo que representa la producción de energía con otras fuentes (hidroeléctricas) comparado con el costo de producción fotovoltaica es uno de los principales factores que influye a que no se incremente la instalación de SFV (Sistemas Fotovoltaicos) en el país. Para sistemas fotovoltaicos a escala doméstica, un reto más que tiene el sector energético es el almacenamiento de electricidad, puesto que esto influye directamente en el aumento del costo de estos sistemas, dado que aún no se puede almacenar la energía a precios y rendimientos razonables.
- A El análisis presentado aquí se llevó a cabo en el software Homer, que es una herramienta útil para evaluar distintos escenarios de prueba en los que se pueden integrar sistemas con energías renovables con y sin conexión a la red eléctrica, permitiendo obtener resultados confiables y actualizados tanto a nivel técnico como económico.
- De los resultados obtenidos en la exploración de soluciones de sistemas aislados con energías renovables a través de Homer, se concluye que el costo más bajo de CAN (Costo Actual Neto) corresponde a la configuración que utiliza las baterías de Plomo, seguida por la opción que emplea las baterías de Flujo, y finalmente la tercera opción (más costosa) estaría representada por la configuración que utiliza las baterías de litio. En las configuraciones evaluadas, lo que representa una mayor influencia es el costo y número de años de vida útil de las baterías de Plomo (15 años), Litio (17.5 años) y Flujo (25 años), seguido por el costo de los paneles FV. El cálculo está desarrollado para 25 años, y por lo tanto en el CAN total se incluye también el costo que representa el reemplazo de las baterías. Sin embargo, al tratar las prestaciones técnicas de cada una, en cuanto a la vida útil, aprovechamiento de energía y capacidad de almacenamiento, las baterías de flujo podrían ser la mejor opción, seguidas por las baterías de litio y plomo. Considerando que en la actualidad las baterías de flujo tienen el inconveniente de que aún no poseen una tecnología madura dentro del mercado, y su uso principal está diseñado para aplicaciones en las

que se requiere mayor capacidad de potencia y energía, las baterías de litio serían las que darían una mejor solución técnica en pequeños sistemas residenciales, dado a sus avances, su densidad energética y proyecciones a futuro, pues será posible adquirirlas a costos más bajos.

- El exceso de electricidad que puede tener el sistema fotovoltaico es un factor a considerar porque es necesario que se aproveche dicho valor (kWh) a través de algún sistema de almacenamiento (baterías) o inyectándolo a la red. Este exceso, debido al sobredimensionamiento (kW requerido en FV) es necesario para suplir el consumo total de carga en cualquier horario, pues en caso de que al medio día se tenga poca radiación solar, el sistema tiene que ser capaz de abastecer la carga demandada. Por lo tanto, considerando la variabilidad de la carga y lo intermitente que es la radiación solar, existirá momentos que la producción sobrepasará las necesidades de consumo de energía.

- En los sistemas con energías renovables conectados a la red, el CAN total más bajo es de la configuración que combina la red eléctrica, paneles FV e inversor, aclarando que en caso de implementar cualquier tipo de batería a esta configuración, lo que tendrá mayor influencia será el costo adicional que representa cada una de estas, ya que técnicamente no existirá mayor variación en el funcionamiento del sistema. Esto es debido a que Homer considera que al no existir producción FV, la red eléctrica abastecerá de energía en todo momento, teniendo un comportamiento similar al de una batería. Sin embargo, en caso de que no exista producción FV ni disponibilidad de la red, las baterías que sólo estarían como un respaldo, entrarían en funcionamiento para abastecer de energía al sistema.

- La energía solar (o eólica), están limitadas por el tiempo y condiciones meteorológicas, por lo que cualquier excedente de energía será desperdiciado si nadie la demanda. Por ello es necesario definir qué se debe hacer con la energía sobrante (almacenarla o inyectarla a la red). Para ello se requiere la aplicación de técnicas (autoconsumo) de gestión de la demanda eléctrica y de predicción de generación renovable a corto plazo. Entre tanto el autoconsumo daría a los usuarios una mayor independencia de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, haciendo que el consumidor puede adaptar su curva de generación y demanda lo

máximo posible para autoconsumir la energía que está produciendo, y gracias a este tipo de aplicaciones se elevaría la participación de las energías renovables y se reduciría la dependencia energética de la red y del uso de combustibles fósiles para generación de electricidad.

- Finalmente, es importante destacar las bajas emisiones de GEI de los sistemas basados en energías renovables, comparados con el sistema que solo integra la red eléctrica. Sin duda mientras el mundo siga evolucionando, es necesario buscar nuevas alternativas que permitan promover el desarrollo sostenible, por lo tanto, se debería aprovechar la generación mediante energías renovables (con almacenamiento de excesos de energía). Con el permanente avance tecnológico se pueden disminuir las barreras actuales (principalmente económicas) que representan la implementación de estos sistemas renovables, consiguiendo así abastecer una demanda residencial en las mejores condiciones de operación.

BIBLIOGRAFIA

- ARCONEL. (2016). *Cobertura anual de servicio eléctrico*. Quito.
- ARCONEL. (2016). *Proyecto de Biogás Pichacay*. QUITO.
- Arévalo, H. (2016). *Análisis técnico y económico para la implementación de energía solar para viviendas de la urbanización Cataluña*. Guayaquil.
- Atersa. (Mayo de 2017). *atersa grupo elecnor*. Obtenido de <http://www.atersamr.com/img/2017511111921.pdf>
- Beltran, H. (2016). *Futuro del Almacenamiento de Energía en Escala de Red*. Castelló.
- Beltran, H. (2016). *Sistemas de almacenamiento de energía*. Castelló.
- Carpio, K. (5 de Mayo de 2016). *blog de prueba*. Obtenido de <http://kevincarpio7.blogspot.com/2016/>
- CENER. (2017). *www.cener.com*. Obtenido de <http://www.cener.com/documentacion/microrred-ficha-407.pdf>
- CENIDET. (2017). *CENIDET*. Obtenido de https://www.cenidet.edu.mx/subaca/web-elec/tesis_mc/119MC_hrjg.pdf
- Choi, A. (24 de Mayo de 2017). *NOVANEXT*. Obtenido de Simple Physics Solutions to Storing Renewable Energy: <http://www.pbs.org/wgbh/nova/next/tech/storing-renewable-energy/>
- Circutor. (2016). *¿Consumir o acumular? Circutor*, 14-15.
- CONELEC. (2012). *REGULACION No. CONELEC - 004/11*. QUITO.
- CONELEC. (2013). *PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 2012-2021*.
- CONELEC. (2013). *Regulación No. CONELEC-001/13*. QUITO.
- CONELEC. (2014). *EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN ENERGETICA DEL ECUADOR*. QUITO.
- De León Guerra, P. (2010). *Las Tecnologías de Almacenamiento de Energía y su Viabilidad Económica*. Sevilla.
- Delgado, D., & Dávalos, B. (2016). *Agenda Nacional de Energía 2016-2040*. Quito.
- DeltaVolt. (2010). Obtenido de <http://deltavolt.pe/energia-renovable/baterias>
- Díaz, O., Cano, M., & Murphy, F. (2016). *El desarrollo de las Energías Renovables en América Latina y la Argentina*. Buenos Aires.
- EL TELÉGRAFO. (22 de OCTUBRE de 2016). Obtenido de <http://www.eltelegrafo.com.ec/noticias/economia/8/el-pais-contara-con-una-capacidad-de-8-569-mw>
- ELECAUSTRO S. A. (2016). *Proyecto Eólico Minas de Huasachaca*. CUENCA.

- Electromovilidad. (09 de Junio de 2017). *Electromovilidad*. Obtenido de <http://electromovilidad.net/tipos-de-bateria-para-coche-electrico/>
- ERENOVABLE. (22 de Junio de 2015). *ERENOVABLE.COM*. Obtenido de <http://erenovable.com/historia-energia-renovable/>
- Espinoza, J., & Peláez, M. (2015). *ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ECUADOR*. Cuenca.
- Explored. (23 de Junio de 1998). *Explored*. Obtenido de <http://hoy.tawsa.com/noticias-ecuador/energia-5-alternativas-al-petroleo-95853.html>
- Flores, M. (9 de Noviembre de 2016). *PROYECTO FSE*. Obtenido de <http://proyctofse.mx/2016/11/09/almacenamiento-energia-la-revolucion-tecnologica-silenciosa/>
- FRONIUS SYMO UL. (2017). *FRONIUS SYMO UL*. Obtenido de http://www.fronius.com/cps/rde/xchg/SID-23C07776-285BF52A/fronius_usa/hs.xsl/2714_11144.htm#.WN2epPk1_IU
- Fundación Gas Natural Fenosa. (2013). *El almacenamiento de Electricidad*. Barcelona.
- García, F., & Gardy, J. (2015). *Guía del Vehículo Eléctrico II*. Madrid.
- García, G., Ilmen, S., Santamaría, M., Garde, R., & Aguado, M. (2013). *Operación de una batería de flujo en la microrred de CENER*. Navarra.
- García, L. (2013). *DIMENSIONADO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS Y DE COGENERACIÓN PARA AUTOCONSUMO ELÉCTRICO EN EDIFICIOS AISLADOS DE LA RED*. Sevilla.
- García, M., Puig, P., & Ecoserveis.net. (2013). *Cultiva tu propia energía (10 alternativas renovables para la independencia energética)*.
- Ghenno, D. (2013). *INTEGRACIÓN Y GESTIÓN DE RECURSOS DISTRIBUIDOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DE REDES INTELIGENTES*. Madrid.
- Gildemeister. (2014.). *USER MANUAL Vanadium redox flow battery CellCube FB 10/20/30*.
- Gomelsky, R. (2013). *EVALUACIÓN RÁPIDA Y ANÁLISIS DE BRECHAS EN EL SECTOR ENERGÉTICO ((RG-T1881) ECUADOR)*. QUITO.
- González, C. (2015). *ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE BATERÍAS COMERCIALMENTE DISPONIBLES PARA SU INTEGRACIÓN EN EL PROYECTO DE UNA MICRORRED AISLADA*. Bogotá.
- Guamán, F., & Ordóñez, J. (2014). *ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA, ECONÓMICA Y AMBIENTAL DE LANCHAS SOLARES PARA TRANSPORTE EN LOS RÍOS DE LA AMAZONÍA SUR DEL ECUADOR*. Cuenca.
- GWEC. (2016). *GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL*. Obtenido de <http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2016/>
- Hernández, A. (2016). *Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico*. Sevilla.

- Homer. (Agosto de 2016). *Homer Energy*. Obtenido de www.homerenergy.com
- Ibañez. (14 de Septiembre de 2016). *Xataka*. Obtenido de <https://www.xataka.com/automovil/asi-han-progresado-las-baterias-de-los-coches-electricos-12-veces-mas-autonomia-en-100-anos>
- Ibrahim, H., Ilinca, A., & Perron, J. (2008). *Energy storage systems—Characteristics and comparisons*. ingenieros.es. (25 de Abril de 2013). *ingenieros.es*. Obtenido de <http://www.ingenieros.es/noticias/ver/nuevo-diseandntildeo-en-baterandiacuteas-de-flujo-andiquestla-soluciandoacuten-al-almacenamiento-de-energandiacutea/3579>
- Jiménez, S. (2012). *Vision de Futuro Para el Sector de la Energía 2025*. Madrid.
- Leeds, D. (2009). *The Smart Grid in 2010: Market Segments, Applications and Industry Players*. Pennsylvania.
- Lopez, A. (31 de Marzo de 2017). *Blog Climántica*. Obtenido de <http://ies.garciabarros.ccmc.climantica.org/2017/03/31/fuentes-de-energia-renovables-y-no-renovables/>
- López, S. (17 de Junio de 2015). *Ecooo*. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=OJldUm5KsFg>
- Macancela Zhumi, L. G. (2012). *DIAGNÓSTICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CORRESPONDIENTES A LA PRIMERA ETAPA DEL PROYECTO YANTZA ii ETSARI*. Cuenca.
- Marin, J. (2007). *Estudio de costos de instalación de sistemas pico y micro hidroeléctrico (100 W a 100 kW)*. San Pedro.
- Martín, G. (2016). *SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA*. Valladolid.
- Martín, J. (09 de Septiembre de 2016). *New Business*. Obtenido de <http://www.elmundoempresarial.es/noticias/es/1609/8/5696/Bater%C3%ADas.htm>
- Martínez, J. (2013). *VEHÍCULO ELÉCTRICO: ANALISIS Y PROSPECTIVA DE FACTORES TECNOLÓGICOS Y ECONÓMICOS*. Valladolid.
- MEER. (2015). *PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE EN EL ECUADOR*. QUITO.
- MEER. (2016). *DESARROLLO DE ESTUDIOS PARA APROVECHAMIENTOS DEL RECURSO RENOVABLE PARA EL PAÍS*. Quito.
- MEER. (2016). *ELECTRIFICACIÓN RURAL CON ENERGÍAS RENOVABLES*. QUITO.
- MEER. (2016). *RENDICION DE CUENTAS DEL MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLES (MEER)*. QUITO.
- Molina, R., Haunreite, B., Villamar, P., Guevara, A., & Bravo, F. (2016). *Primer Informe Bienal de Actualización del Ecuador a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Quito.

- Monfared, M., Heydari, H., & Saeedi. (2016). *Techno Economic Assessment of Different Electrochemical Energy Storage Systems for Use in Khorasan, Iran*. Mashhad.
- Montes, A. (2015). *VIRTUAL POWER PLANTS*. BARCELONA.
- Morante, J. (2014). *El almacenamiento de la electricidad*. Cataluña.
- Moreno, T. (2013). *Evaluación de externalidades en la generación de energía eléctrica en México*. . Ciudad de México.
- Noboa, D., & Dávalos, B. (2016). *AGENDA NACIONAL DE ENERGIA 2016-2040*. QUITO.
- Nurul, A., Abdull, R., Muhammad, M., & Ismail, M. (2010). *Optimal Sizing and Operational Strategy of Hybrid Renewable Energy System Using HOMER*. Shah Alam.
- Paucar, M. (2014). *ESTUDIO DE EMISIONES DE METANO PRODUCIDAS POR EMBALSES EN CENTRALES HIDROELECTRICAS EN ECUADOR*. Santiago.
- Peña, C. (2011). *ESTUDIO DE BATERÍAS PARA VEHÍCULOS*. Madrid.
- Peter, S., Jochen, L., Johannes, F., & Florian, B. (2015). *Impact of temporal resolution of supply and demand profiles on the design of photovoltaic battery systems for increased self-consumption*. Jülich.
- Romero, A., & Tecnologías, E. y. (2003). *Guía de Inicio HOMER VERSIÓN 2.0*. Colorado.
- Samaniego, A. (2016). *Inversiones Estratégicas en Proyectos de Energía Eléctrica*. Quito.
- Sanchez, C. (2016). *ALTERNATIVAS PARA EL DESARROLLO ECONÓMICO SOSTENIBLE Y SUSTENTABLE EN EL ECUADOR, ENMARCADAS EN LAS ENERGÍAS GEOTÉRMICA, SOLAR, HIDRÁULICA, EÓLICA, BIOMASA*. Machala.
- Soete, L., Schneegans, S., Eröcal, D., Angathevar, B., & Rasiah, R. (2015). *INFORME DE LA UNESCO SOBRE LA CIENCIA HACIA 2030*. Luxembourg.
- Solaris. (2017). *Solaris Store*. Obtenido de <https://www.solaris-store.com/394-batterie-solaire-gel-sonnenschein-a602-1130-solar.html>
- Tomé Gil, B., & Pérez, S. (2014). *EL AUTOCONSUMO ENERGETICO Y LA GENERACION DISTRIBUIDA RENOVABLE COMO YACIMIENTO DE EMPLEO*. Madrid.
- Ulloa, E. (2015). *EFICIENCIA DEL CONSUMO ELECTRICO EN EL SECTOR RESIDENCIAL URBANO DE CUENCA*. Cuenca.
- Urdiales, D. (2014). *GESTIÓN INTEGRAL DE RESIDUOS EN ETAPAS DE PREINSTALACIÓN, INSTALACIÓN, FUNCIONAMIENTO Y RETIRO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE LA SEGUNDA ETAPA DEL PROYECTO YANTSA II ETSARI EN LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A*. Cuenca.
- Vázquez, A., Díaz, R., Rodríguez, M., & Espino, R. (2012). *Normas técnicas y sistemas fotovoltaicos conectados a red*. La Habana.
- Vélez, V. (2016). *Informe de actualización del estado de las Centrales y Proyectos de Generación con Energía Renovable*.

Vinueza, A. (2015). *ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA Y SU INCIDENCIA EN LA ECONOMÍA ECUATORIANA, ENFOCADO EN LA MATRIZ PRODUCTIVA Y EN EL PLAN NACIONAL DEL BUEN VIVIR 2009-2013*. QUITO.

Weniger, J., Bergner, J., Tjaden, T., & Quaschnig, V. (2014). ECONOMICS OF RESIDENTIAL PV BATTERY SYSTEMS IN THE SELF-CONSUMPTION AGE. *29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*.

Zhumi, L. (2012). *DIAGNÓSTICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CORRESPONDIENTES A LA PRIMERA ETAPA DEL PROYECTO YANTSA II ETSARI*. Cuenca.

ANEXOS

CAPITULO 4

ANEXO 4.1

Datos técnicos del panel fotovoltaico policristalino 250 W, con los que cuenta el Laboratorio de micro-redes de la Universidad de Cuenca, utilizados en las simulaciones.

A-xxxP GSE (xxx = potencia nominal)

Características eléctricas

Potencia Máxima (P _{max})	230 W	235 W	240 W	245 W	250 W	255 W	260 W
Tensión Máxima Potencia (V _{mp})	29.49 V	29.72 V	29.95 V	30.23	30.58 V	30.90 V	31.23 V
Corriente Máxima Potencia (I _{mp})	7.81 A	7.91 A	8.02 A	8.11	8.18 A	8.26 A	8.34 A
Tensión de Circuito Abierto (V _{oc})	36.58 V	36.76 V	37.03 V	37.28	37.61 V	37.85 V	38.12 V
Corriente en Cortocircuito (I _{sc})	8.36 A	8.45 A	8.54 A	8.64	8.71 A	8.82 A	8.91 A
Eficiencia del Módulo (%)	14.11	14.42	14.73	15.03	15.34	15.65	15.95
Tolerancia de Potencia (W)				0/+5			
Máxima Serie de Fusibles (A)				15			
Máxima Tensión del Sistema				DC 1000 V (IEC) / DC 600 V (UL)			
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)				46±2			

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.
Tolerancias medida STC: ±3% (P_{mp}); ±10% (I_{sc}, V_{oc}, I_{mp}, V_{mp}).

Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2.0 mm.)	1638x995x40 mm.
Peso	18.7 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	5400 Pa
Máx. carga estática, posterior (viento)	2400 Pa

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor)	Cristal templado/grado PV/3.2 mm
Células (cantidad/tipo/dimensiones)	60 células (6x10)/Policristalina/156 x 156 mm
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP65/3 diodos
Cable (longitud/sección) / Connector	1000 mm./4 mm ² /Compatible MC4

Características de temperatura

Coef. Temp. de I _{sc} (TK I _{sc})	0.07% /°C
Coef. Temp. de V _{oc} (TK V _{oc})	-0.30% /°C
Coef. Temp. de P _{max} (TK P _{max})	-0.38% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 a +85 °C

Embalaje

Módulos/palé	26 pzas
Palés/contenedor 40'	28 pzas
Módulos/contenedor 40'	728 pzas

ANEXO 4.2

Datos técnicos del inversor Fronius, con el que cuenta el Laboratorio de micro-redes de la Universidad de Cuenca, utilizados en las simulaciones.

Fronius Symo	10.0-3 480	12.5-3 480
Input Data		
MPP voltage range	300–800 V DC	350–800 V DC
Input voltage range (at 1000 W/m ² /14°F in an open circuit)	200–1000 V DC	
Max. input current (MPP1/MPP2) (MPP1 + MPP2)	25.0/16.5 A 41.5 A	
Max. short circuit current of solar modules (I _{SC PV}) (MPP1/MPP2)	37.5/24.8 A	
Max. continuous utility backfeed current ¹⁾	0.0 A ²⁾	
Output Data		
Nominal output power (P _{nom})	9995 W	12,495 W
Max. output power (+104°F)	9995 W	12,495 W
Max. output power (+140°F)	at 440 V	3200 W
	at 480 V	2900 W
Phases	3 ~ NPE	
Nominal grid voltage	at 440 V	254 V/440 V
	at 480 V	277 V/480 V
Operating range AC voltage	-12 ... +10%	
Adjustment range for grid voltage	127–322 V/220–558 V	
Max. continuous output current at V _{nom}	at 440 V	13.1 A
	at 480 V	12.0 A
AC overcurrent protection	at 440 V	20.0 A
	at 480 V	15.0 A
Max. output residual current per duration	43.1 A/158.4 ms	
Nominal frequency	50/60 Hz	
Total harmonic distortion	< 1.75%	< 1.5%
Power factor (cos phi)	0–1 Ind./cap. ³⁾	
General Data		
Maximum efficiency	98.10%	
CEC efficiency	at 440 V	
	at 480 V	96.50% 97.00%
Cooling	Controlled forced-air ventilation	
Protection class	NEMA 4X	
Dimensions h x w x d	28.5 x 20.1 x 8.9 in. 725 x 510 x 225 mm	
Weight (full/lite version)	76.7/75.07 lbs. (34.8/34.5 kg)	
Permissible ambient temperature	-40°F to +140°F (-40°C to +60°C)	
Permissible storage temperature	-40°F to +158°F (-40°C to +70°C)	
Permissible humidity	0–100%	
Noise emission	65 dB(A) (ref. 1pW)	
Protection Devices		
Reverse polarity protection	Integrated	
Stand-alone operation protection	Integrated	
Arc detection/interruption	Integrated	

ANEXO 4.3

Datos técnicos de la batería de plomo por válvula regulada (VRLA) con capacidad 2.262 kWh, con lo que cuenta el Laboratorio de micro-redes de la Universidad de Cuenca, utilizados en las simulaciones.

Sonnenschein A600 SOLAR

Technical data

Technical characteristics and data

Type	Part number	Nom. voltage V	Nominal capacity C_{120} 1.85 Vpc 20 °C Ah	Discharge current I_{25} A	Length (l) max. mm	Width (b/w) max. mm	Height up to top of cover (h1) max. mm	Height incl. connectors (h2) max. mm	Weight approx. kg	Terminal	Pole pairs
A602/295 SOLAR	NGS6020295HS0FA	2	294	2.45	105	208	357	399	19.0	F-M8	1
A602/370 SOLAR	NGS6020370HS0FA	2	367	3.05	126	208	357	399	23.0	F-M8	1
A602/440 SOLAR	NGS6020440HS0FA	2	440	3.66	147	208	357	399	27.0	F-M8	1
A602/520 SOLAR	NGS6020520HS0FA	2	519	4.32	126	208	473	515	30.0	F-M8	1
A602/625 SOLAR	NGS6020625HS0FA	2	623	5.19	147	208	473	515	35.0	F-M8	1
A602/750 SOLAR	NGS6020750HS0FA	2	727	6.05	168	208	473	515	39.0	F-M8	1
A602/850 SOLAR	NGS6020850HS0FA	2	848	7.06	147	208	648	690	49.0	F-M8	1
A602/1130 SOLAR	NGS6021130HS0FA	2	1131	9.42	212	193	648	690	66.0	F-M8	2
A602/1415 SOLAR	NGS6021415HS0FA	2	1413	11.7	212	235	648	690	80.0	F-M8	2
A602/1695 SOLAR	NGS6021695HS0FA	2	1695	14.1	212	277	648	690	95.0	F-M8	2
A602/1960C SOLAR	NGS6021960HS0FB	2	1959	16.3	212	277	717	759	115	F-M8	2
A602/2600 SOLAR	NGS6022600HS0FA	2	2613	21.7	216	400	775	816	160	F-M8	3
A602/3270 SOLAR	NGS6023270HS0FA	2	3266	27.2	214	489	774	816	198	F-M8	4
A602/3920 SOLAR	NGS6023920HS0FA	2	3919	32.6	214	578	774	816	238	F-M8	4



ANEXO 4.4

Datos técnicos de la batería de Litio con capacidad 3.97 kWh, con lo que cuenta el Laboratorio de micro-redes de la Universidad de Cuenca, utilizados en las simulaciones.

Item	Model & Specifications			
	192S22P			
Configuration	192S22P	192S1P X 22Paralel		
Nominal Energy [kWh]	1,048.4	Design Energy		
Usable Energy [kWh]	996.0	5% deduction from DC-DC round trip efficiency (95%)		
Power	Continuous power [kW]	1,048.4	1C rating	
	Max Continuous power	3,145.2	3.0C rating @ 23°C	
	Max Pulse power	4,193.6	4.0C rating. Limited within 5min. (2hrs rest needed)	
DC Voltage	Nominal [Vdc]	700.8	3.65V/Cell	
	Max [Vdc]	787.2	4.1V/Cell	
	Min [Vdc]	595.2	3.1V/Cell	
Standard Charging	Recommended Method	CC-CV	CP-CV also be possible. In case of CP (or CC) need to discuss with SDI	
	Charging V [V]	787.2	4.1V/Cell	
	Charging Current [A]	TYP	1,496	1C rate, 68A/Rack
		MAX	5,984	4C rate. Limited within 5min. (2hrs rest needed after 5min charge)
Cut off condition [A]	3	Total charging current should be reduced to less than 3A		
Standard Discharging	Recommended Method	CC	Constant current, CP also possible	
	Discharging Current [A]	TYP	1,496	1C rate, 68A/Rack
		MAX	5,984	4C rate. Limited within 5min. (2hrs rest needed after 5min discharge)
	Cut off voltage	595.2	3.1V/Cell	
Temp Condition	Operating [°C]	23±5°C	Ambient temperature.	
	Uniformity [°C]	Less than 3°C	Ambient temperature uniformity in battery room	
	Storage [°C]	-20 ~ 60°C	Capacity recovery rate, store @ SOC20% : more than 92% after 3months storage @ 60°C, more than 97% after 3months storage @ 25°C	
Humidity	0~85%	No condensing		
Communication	MODBUS RTU, MODBUS TCP/IP	System BMS support MODBUS RTU (19200BPS, RJ45) and MODBUS TCP/IP (RJ45)		
Aus Power [W]	6600	24V±5%, Max 300W/String		
Cycle life	4000	1C CCCV charge, 1C CC discharge @23°C DOD80%, EOL80% of initial, 1 Cycle/Day, Rest after discharging @23degC		
Calendar life	20 year	Store 23°C with SOC 20%		
Round trip efficiency	> 95%	With 0.5C rate. Total discharge power/Total charge power		
Response time	< 5ms			
Self Discharge	< 2%	One month (@ sleep mode, < 2% one week @ wake-up mode)		

ANEXO 4.5

Datos técnicos de la batería de Flujo con capacidad 40 kWh, con lo que cuenta el Laboratorio de micro-redes de la Universidad de Cuenca, utilizados en las simulaciones.

13. Technical Data

	FB 10-40	FB 20-40	FB 30-40
Power and energy			
Rated charge/discharge power* AC	10 / 10 kW	20 / 20 kW	30 / 30 kW
Energy capacity	40 kWh	40 kWh	40 kWh
Expandable up to	70 / 100 / 130 kWh	70 / 100 / 130 kWh	70 / 100 / 130 kWh
Discharge / Charge energy AC			
.....FB xx-40	32 kWh / 50 kWh		
.....FB xx-70	56 kWh / 88 kWh		
.....FB xx-100	80 kWh / 125 kWh		
.....FB xx-130	104 kWh / 163 kWh		
Energy efficiency AC	up to zu 70%		
Energy efficiency DC	up to 80%		
Charge level	0 ... 100%		
AC connections			
Nominal AC voltage**	400 VAC, 3 phase (50Hz) / 380 VAC, 3 phase (60Hz)		
Nominal frequency (adjustable)	50Hz, 60Hz (45Hz ... 65Hz)		
Nominal AC current per phase (230 V/ 220 V)	14,5 A / 15,2 A	29 A / 30,3 A	43,5 A / 45,5 A
Power factor (cos φ)	-1 ... +1		
Reaction time (grid mode)	< 3 s		
Reaction time (island mode)	< 20 ms		
Discharge time at constant power			
Discharge time (autonomy)	4 hrs @ 8 kW const.	2 hrs @ 16 kW const.	1.3 hrs @ 24 kW const.
Self-discharge			
Self-discharge (shut down mode****)	< 1% per year		
Self-discharge (hot stand-by****)	0,13 kW	0,27 kW	0,27 kW
Mechanical data			
Footprint L x W x H	4,66 m x 2,20 m x 2,42 m (15.3 ft x 7.2 ft x 7.9 ft)		
Weight empty	3.800 kg (8,380 lbs)	4.200 kg (9,260 lbs)	4.500 kg (9,920 lbs)
Weight filled with electrolyte			
40 kWh	7.000 kg (15,450 lbs)	7.400 kg (16,310 lbs)	7.700 kg (16,980 lbs)
70 kWh	9.100 kg (20,100 lbs)	9.500 kg (20,940 lbs)	9.800 kg (21,610 lbs)
100 kWh	11.200 kg (24,700 lbs)	11.600 kg (25,570 lbs)	11.900 kg (26,240 lbs)
130 kWh	13.300 kg (29,320 lbs)	13.700 kg (30,200 lbs)	14.000 kg (30,860 lbs)
Protection rating	IP 54		