



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
FACULTAD DE ELECTRICIDAD Y COMPUTACIÓN

**“DISEÑO DE UN BANCO DE BATERÍAS PARA LA
OPTIMIZACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN HÍBRIDO
EN LA ISLA SAN CRISTÓBAL”**

INFORME DE PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Presentado por:

TOM ROGER JIMÉNEZ JIMÉNEZ

JOSÉ GEANPIERRE ZAMORA VILLAVICENCIO

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2019

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi gratitud a Dios, quien me llenó de bendiciones y me regaló una familia tan buena y perfecta.

Mi agradecimiento a mis padres y mis hermanas, que fueron una guía en todo este arduo camino y sin ellos no hubiese conseguido este triunfo.

De igual manera mis agradecimientos a la Ing. Diana Cervantes quien nos brindó un lugar para realizar nuestro proyecto y día a día nos llenó de consejos y enseñanzas.

Al MSc. Jimmy Córdova quien fue fundamental en todo este proceso, brindándonos información clave y ayudándonos con todas nuestras dudas.

Finalmente quiero agradecer al MSc. Iván Endara quien creyó en nuestro proyecto y nos dió la confianza para seguir adelante, quien con su dirección, conocimiento y enseñanza permitió el desarrollo de este proyecto.

José Zamora Villavicencio

Ante todo, deseo dar gracias a Dios, quien me brindó apoyo durante toda la carrera y vida, ya que puso extraordinarias personas a lo largo de la misma.

Agradezco a mi hermana, quien durante 24 años me brindó su apoyo y consejo, a mi madre que desde la escuela siempre estuvo a mi lado en cada proyecto realizado, su apoyo fue indispensable para mi formación y finalmente a mi padre, quien fue mi guía y ejemplo a seguir para cada obstáculo que tuve.

Los logros y fracasos obtenidos durante mi vida universitaria no hubieran sido los mismos sin el apoyo de mis amigos y profesores, siempre presentes y dispuestos a dar la mano cuando los necesite, agradezco al MSc. Jimmy Córdova por su apoyo desde mis inicios en la FIEC, sus consejos fueron muy importantes en una época crucial de mi vida, al igual que a la Ing. Diana Cervantes quien fue como una segunda madre, finalmente agradezco a nuestro tutor, quien entre bromas y exigencias, nos ayudó a formarnos como profesionales.

Tom Jiménez Jiménez

DEDICATORIA

Esta tesis va dedicada a mi padre, quien es mi ejemplo a seguir y la persona más luchadora que conozco. A mi madre, quien es mi motivación para crecer y ser mejor cada día. A mis hermanas, quienes son mis pilares de apoyo y que con sus consejos y sabiduría me han formado para llegar a ser quien soy hoy. A mi novia, quien durante los últimos 3 años me ha ayudado a mejorar tanto personal como profesionalmente. A toda mi familia, mis amigos y mis compañeros que han sido parte de este duro camino.

José Zamora Villavicencio

Dedico este proyecto integrador a nuestros dos grandes guías el MSc. Jimmy Córdova y al MSc. Iván Endara, quienes nos brindaron el apoyo y consejo a lo largo de todo el proyecto, sin ustedes esto no hubiera sido posible, de igual modo a mi compañero de tesis quien siempre estuvo apoyándome.

Tom Jiménez Jiménez

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

José Zamora Villavicencio

Tom Jiménez Jiménez

RESUMEN

La isla San Cristóbal perteneciente al Archipiélago de Galápagos presenta un sistema de generación eléctrica conformado por un sistema térmico y un parque eólico. Por las variaciones de viento, la potencia generada por el parque eólico presenta muchas fluctuaciones que se ven reflejadas en el sistema térmico, ya que este es utilizado para amortiguar dichas fluctuaciones, causando un incremento en el consumo de combustible. Por esta razón, se busca linealizar la curva de potencia del sistema térmico, de modo que se reduzcan las fluctuaciones causadas por el parque eólico. Para realizarlo, se dimensiona un banco de baterías con la capacidad técnica y económicamente óptimas que pueda amortiguar la mayor cantidad de fluctuaciones existentes de un año, de esta forma el banco de baterías reemplaza la función del sistema térmico; por lo tanto, se reduce el consumo de combustible y las emisiones de gases tóxicos en la isla.

Para dimensionar el banco de baterías óptimo, se realizó un programa en Matlab R2016b en el que se modela el sistema de generación y realizan los análisis de estabilidad; además, se utilizó la aplicación Simulink perteneciente a este programa. Con la programación realizada, y mediante un análisis económico, se seleccionó la capacidad óptima del banco de baterías de modo que se logró reducir un 46% del total de las fluctuaciones presentes en el sistema térmico de todo un año.

Al finalizar el proyecto, se logró diseñar un sistema eficiente de energía, de modo que se pudo disminuir el consumo de combustible del sistema térmico, se redujo las emisiones de gases tóxicos y se mejoró notablemente la estabilidad de la red; producto de la integración del banco de baterías óptimo.

Palabras Clave:

Generación híbrida, energía eléctrica, eólico, fotovoltaico, térmico, optimización, baterías, estabilidad, Matlab, perturbaciones.

ABSTRACT

San Cristobal island belongs to the Galapagos archipelago, it presents an electrical generation system made up of a thermal system and a wind farm. Due to wind variations, the power generated by the wind farm has many fluctuations that are reflected in the thermal system, since it is used to cushion these fluctuations, causing an increase in fuel consumption. For this reason, the aim is to linearize the power curve of the thermal system, so that the fluctuations caused by the wind farm are reduced.

To achieve this goal, a battery bank is dimensioned with the technical and economical optimal capacity that can cushion the higher amount of power fluctuations possible in a year. The battery bank replaces the function of the thermal system; therefore, fuel consumption and toxic gas emissions on the island are to be reduced.

In order to dimension the optimal battery bank a program was carried out in Matlab R2016b where the generation system is modeled, and the stability analyses are performed.

Through the analysis carried out by the program and economical analysis, the optimal capacity of the battery bank was chosen making it possible to reduce up to 46% of the total energy fluctuations presented in the thermal system of an entire year.

At the end of the project an efficient energy system was designed to reduce fuel consumption in the thermal system, reduce emissions of toxic gases and significantly improve network stability; product of optimal battery bank integration.

Keywords:

Hybrid generation, electrical energy, wind farm, photovoltaic, thermal, optimization, batteries, stability, Matlab, perturbations

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	4
RESUMEN	I
<i>ABSTRACT</i>	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS	VI
SIMBOLOGÍA	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	X
CAPÍTULO 1	1
1. Introducción	1
1.1 Descripción del problema	1
1.2 Objetivos.....	1
1.2.1 Objetivo general	1
1.2.2 Objetivos específicos	1
1.3 Marco Teórico.....	2
1.3.1 Motores de combustión interna	2
1.3.2 Grupos electrógenos	2
1.3.3 Recurso eólico.....	3
1.3.4 Aerogeneradores.....	4
1.3.5 Demanda.....	6
1.3.6 Sistemas fotovoltaicos.....	8
1.3.7 Baterías.....	13
1.3.8 Estabilidad de un sistema de potencia	18
CAPÍTULO 2.....	20

2.	Metodología	20
2.1	Sistema eléctrico inicial.....	20
2.1.1	Demanda eléctrica	23
2.1.2	Sistema de generación eólico	24
2.1.3	Sistema de generación térmica	25
2.1	Sistema fotovoltaico.....	25
2.1.1	Diseño del sistema fotovoltaico	25
2.1.2	Generación eléctrica del sistema fotovoltaico	31
2.1.3	Integración del sistema fotovoltaico a la red	33
2.2	Banco de baterías.....	35
2.2.1	Selección del tipo de baterías	35
2.2.2	Dimensionamiento del sistema de baterías.....	36
2.3	Modelamiento del sistema	42
2.3.1	Parametrización del sistema	42
2.3.2	Proceso de modelación.....	46
CAPÍTULO 3.....		47
3.	Análisis de resultados	47
3.1	Funcionamiento del programa	47
3.2	Resultados del programa.....	51
3.2.1	Sistema de generación térmica y eólica.....	51
3.2.2	Sistema de generación térmica, eólica y fotovoltaico.....	55
3.3	Análisis económico	59
3.3.1	Análisis económico para el sistema de generación térmica y eólico.	61
3.3.2	Sistema de generación térmica, eólica y fotovoltaico.....	66
3.4	Selección del banco de baterías óptimo	71
3.5	Análisis de estabilidad del sistema	75

3.5.1	Análisis de contingencias	78
3.5.2	Análisis de variación de carga.....	81
3.5.3	Análisis de fallas.....	83
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		85
BIBLIOGRAFÍA.....		87
ANEXOS		88

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
CO ₂	Dióxido de carbono
CO	Monóxido de carbono
NO _x	Óxidos nitrosos
PM _{2.5}	Material particulado de 2.5 micras
PM ₁₀	Material particulado de 10 micras
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
ICITEE	International Conference on Information Technology and Electrical Engineering
CIS	Celdas de cobre, índigo y selenio
CIGS	Celdas de cobre, índigo, galio y selenio
DC	Corriente directa
AC	Corriente alterna
THD	Distorsión Armónica Total
ACSR	Conductor de aluminio reforzado con acero
PV	Barra de Potencia y Voltaje constante
AWG	Calibre de Alambre Americano
V _{dc}	Voltaje Directo
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
LC	Inductor - Capacitor
SOC	Estado de Carga

SIMBOLOGÍA

m	Metro
km	Kilometro
s	Segundos
min	Minutos
h	Horas
m/s	Metro por segundo
°C	Grado Celsius
Ω	Ohmio
Ω/km	Ohmio por kilometro
V	Voltio
kV	Kilovoltio
A	Amperio
kA	Kiloamperio
W	Vatio
kW	Kilovatio
MW	Megavatio
VA	Voltio amperio
kVA	Kilovoltio amperio
MVA	Megavoltio amperio
Ah	Amperio hora
kWh	Kilovatio hora
kWh/m ² día	Kilovatio hora por metro cuadrado día
kW/año	Kilovatio por año
kWh/año	Kilovatio hora por año
\$/kWh	Dólares por kilovatio hora
\$/ton-CO ₂	Dólares por tonelada de dióxido de carbono
ton-CO ₂ /kWh	Tonelada de dióxido de carbono por kilo vatio hora

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Velocidad media anual del viento a 30 [m] en la isla Galápagos [1]	4
Figura 1.2 Curva de potencia aerogenerador modelo MADEAE59.....	5
Figura 1.3 Modelo de aerogenerador síncrono de múltiples polos [3]	5
Figura 1.4 Curva de demanda promedio por estación	7
Figura 1.5 Efecto fotovoltaico [4].....	8
Figura 1.6 Sistema fotovoltaico conectado a la red	9
Figura 1.7 Sistema fotovoltaico aislado	9
Figura 1.8 Sistema fotovoltaico conectado a la red con sistema de almacenamiento	10
Figura 1.9 Tipo de radiaciones solares en el Ecuador [5]	11
Figura 1.10 Pincipio de operación de un inversor [6]	13
Figura 1.11 Composición de una batería electro-química [7].....	14
Figura 1.12 Curva de descarga típica	17
Figura 1.13 Curva característica de carga	18
Figura 2.1 Curva generación-carga del sistema híbrido para estación invierno	21
Figura 2.2. Curva generación-carga del sistema híbrido para estación verano	22
Figura 2.3 Curvas de días de máxima demanda	23
Figura 2.4. Curva anual de velocidades de viento real por estaciones.	24
Figura 2.5 Ubicación del sistema fotovoltaico	26
Figura 2.6 Datos de radiación del sitio	27
Figura 2.7 Generación fotovoltaica anual	32
Figura 2.8 Generación promedio horaria de invierno	32
Figura 2.9 Generación promedio horaria en verano	33
Figura 2.10 Curva generación-carga en invierno	34
Figura 2.11 Curva generación-carga en verano.....	35
Figura 2.12 Curva generación-carga	36
Figura 2.13 Curva generación-carga con recorte de incrementos	37
Figura 2.14 Curva generación-carga con recorte de decrementos	38
Figura 2.15 Curva generación-carga con energía exógena	39
Figura 2.16 Curva de potencia exógena	40

Figura 2.17: Curva operación en descarga de baterías	44
Figura 2.18 Parámetros de descarga del banco de baterías	45
Figura 3.1 Potencia térmica con acción del banco de baterías.....	47
Figura 3.2 Comportamiento del banco de baterías en estado de carga y descarga ..	48
Figura 3.3 Comportamiento del banco de baterías con presencia de energía exógena	49
Figura 3.4 Comportamiento del banco de baterías ante una descarga profunda	50
Figura 3.5 Desviación estándar sistema inicial	71
Figura 3.6 Desviación estándar con el sistema fotovoltaico	73
Figura 3.7 Respuesta de velocidad del rotor del generador térmico 4	75
Figura 3.8 Respuesta de velocidad del rotor del generador térmico 4 con acción del banco de baterías	76
Figura 3.9 Respuestas de velocidad del rotor del generador térmico 4 sin y con acción del banco de baterías	76
Figura 3.10 Respuesta del estado de carga de las baterías SOC(%).....	77
Figura 3.11 Respuestas de velocidad del rotor del generador térmico ante la pérdida de un aerogenerador.	79
Figura 3.12 Respuestas de velocidad del rotor del generador térmico ante la pérdida de tres aerogeneradores.....	80
Figura 3.13 Respuesta de velocidad del rotor según variaciones de carga.....	82
Figura 3.14 Respuesta de velocidad del rotor al ocurrir una falla en el generador térmico 1	83
Figura 3.15 Respuesta del banco de baterías durante la falla.....	84

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Características de las baterías electro-químicas.....	16
Tabla 2.1 Datos según estación meteorológica.	22
Tabla 2.2 Generadores térmicos en la isla San Cristóbal.	25
Tabla 2.3 Parámetros climatológicos del sitio	28
Tabla 2.4 Diseño del sistema fotovoltaico.....	29
Tabla 2.5 Datos de salida del inversor.....	30
Tabla 2.6 Elementos de la línea de distribución y subestación eléctrica	31
Tabla 2.7 Generadores térmicos conectados en el sistema	42
Tabla 2.8 Generadores eólicos conectados en el sistema.....	43
Tabla 2.9 Parámetros del banco de baterías	44
Tabla 3.1 Energía total disponible en fluctuaciones del año 2018	51
Tabla 3.2 Porcentajes de aprovechamiento de energía del año 2018	52
Tabla 3.3 Número de descargas profundas al año	53
Tabla 3.4 Desviación estándar.....	54
Tabla 3.5 Energía total disponible en fluctuaciones del año 2018 con el sistema fotovoltaico.....	55
Tabla 3.6 Porcentajes de aprovechamiento de energía del año 2018 con el sistema fotovoltaico.....	56
Tabla 3.7 Número de descargas profundas al año con el sistema fotovoltaico	57
Tabla 3.8 Desviación estándar con el sistema fotovoltaico.....	58
Tabla 3.9 Costo del banco de baterías para diferentes capacidades	60
Tabla 3.10 Costo del banco de baterías en valor presente.....	62
Tabla 3.11 Costo de la energía utilizada para carga en valor presente	63
Tabla 3.12 Reparación ambiental	64
Tabla 3.13 Precio de la energía del banco de baterías.....	65
Tabla 3.14 Costo del banco de baterías en valor presente con el sistema fotovoltaico	67
Tabla 3.15 Costo de la energía utilizada para carga en valor presente con el sistema fotovoltaico.....	68
Tabla 3.16 Reparación ambiental con el sistema fotovoltaico	69

Tabla 3.17 Precio de la energía del banco de baterías con el sistema fotovoltaico...	70
Tabla 3.18 Selección del banco de baterías óptimo para el sistema inicial	72
Tabla 3.19 Selección del banco de baterías óptimo con el sistema fotovoltaico.....	74
Tabla 3.20 Datos de simulación de contingencia.....	78
Tabla 3.21 Datos de variación de carga.	81

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Descripción del problema

En la isla San Cristóbal perteneciente al Archipiélago de Galápagos, funciona un sistema de generación eléctrica conformado por un grupo de aerogeneradores y por un grupo de motores de combustión interna que utilizan Diésel 2, ambos sistemas satisfacen la demanda eléctrica de la isla.

La contaminación en la isla San Cristóbal debe ser reducida, puesto que es un santuario de flora y fauna única en el mundo. Pero en la actualidad, el sistema térmico supera el 75% de participación en la generación de energía eléctrica en la isla, debido a la falta de viento que provoca una reducida producción de energía de los aerogeneradores, lo que aumenta el uso del sistema térmico; y por los cambios bruscos de viento que causan fluctuaciones en la generación eólica, haciendo que los generadores térmicos amortigüen estas variaciones produciendo un mayor consumo de combustible que termina con un aumento en las emisiones de gases tóxicos; contribuyendo aún más en la contaminación en la isla.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Diseñar un sistema eficiente de energía en la isla San Cristóbal, mediante la optimización de un banco de baterías mejorando así la estabilidad del sistema.

1.2.2 Objetivos específicos

- Analizar el sistema híbrido en la isla San Cristóbal mediante curvas de generación - carga para la representación de su comportamiento.
- Diseñar un sistema fotovoltaico utilizando softwares incrementando la generación eléctrica y simulando el comportamiento del nuevo sistema.
- Optimizar el banco de baterías mediante un análisis de generación-carga definiendo su capacidad.

- Modelar el nuevo sistema híbrido mediante el software MATLAB R2016b realizando un análisis de estabilidad de estado estable y dinámico.

1.3 Marco Teórico

1.3.1 Motores de combustión interna

Son motores térmicos que transforman la energía térmica en mecánica, mediante la combustión de combustibles fósiles o derivados, variando según el ciclo de trabajo de 2 o 4 tiempos, además existen 2 ciclos de conversión ciclo Otto y Diésel, siendo este último el ideal para motores diésel.

Los motores de combustión interna en Ecuador son mayor mente utilizados en el sector transporte, posteriormente en el sector industrial, los campos que

mayormente resaltan son: Agricultura, construcción, marina, acuícola y minera, su principal desventaja es la contaminación con el medio ambiente resultado de la combustión de combustibles fósiles, la cual libera monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), óxidos nitrosos (NO_x), material particulado (PM10 y PM2.5) e hidrocarburos no quemados. Desde el punto de vista de generación eléctrica como grupo electrógeno, son necesarios en hospitales como sistemas de reserva para emergencias, centros comerciales, industrias que no están cerca de la red eléctrica, embarcaciones, etc.

1.3.2 Grupos electrógenos

Según GRUPEL S.A. (2016). Un grupo electrógeno se refiere a un equipo que tiene como función convertir la llamada capacidad calorífica en energía mecánica y luego en energía eléctrica.

Funcionamiento del grupo electrógeno:

Está compuesto por un motor, el cual provee la potencia mecánica mediante un eje, un regulador del motor, el cual es un dispositivo mecánico que mantiene la velocidad constante en caso de variaciones de carga, el sistema eléctrico del motor, está conformado por un motor de arranque del tipo: eléctrico, neumáticos, hidráulico o de cuerdas, con el fin de dar el arranque inicial al motor, si el arranque es eléctrico es necesario el uso de un banco de baterías y sensores, un sistema de refrigeración mediante agua, aceite o aire, a fin de mantener al grupo electrógeno en la temperatura de operación ideal, un alternador el cual está unido al motor mediante un matrimonio u acople, el cual permite convertir la potencia mecánica a eléctrica mediante la inducción de corriente provista por la rotación del eje, permitiendo la generación de corriente alterna, un depósito de combustible, el cual dependiendo de la distancia puede necesitar un bomba de trasiego, un interruptor automático de salida, el cual permite desconectar el sistema mediante las acciones de los sensores de temperatura, presión y velocidad, además existen otras partes como el sistema de escape, sistema de control.

1.3.3 Recurso eólico

El origen del viento es producido por la incidencia de la radiación solar sobre la superficie de la tierra, esta transferencia de calor provoca las corrientes de viento desde las bajas a altas presiones, lo cual provee al viento con una energía cinética que posteriormente será usado en los aerogeneradores.

En el documento “ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR: CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA” [1], caracterizan a las islas galápagos en:

1. Al ser islas reciben un viento global menos perturbado
2. Los vientos a una altitud tan baja son de baja intensidad.
3. Su carácter de archipiélago volcánico, forma un laberinto con las pendientes las cuales provocan que la velocidad del viento se frene y acelere.

Según el MEER, los recursos eólicos medidos en el atlas eólico del Ecuador, serán tomados a medidas de 40, 60 y 80 metros que representan una mayor confiabilidad desde el punto de vista técnico.

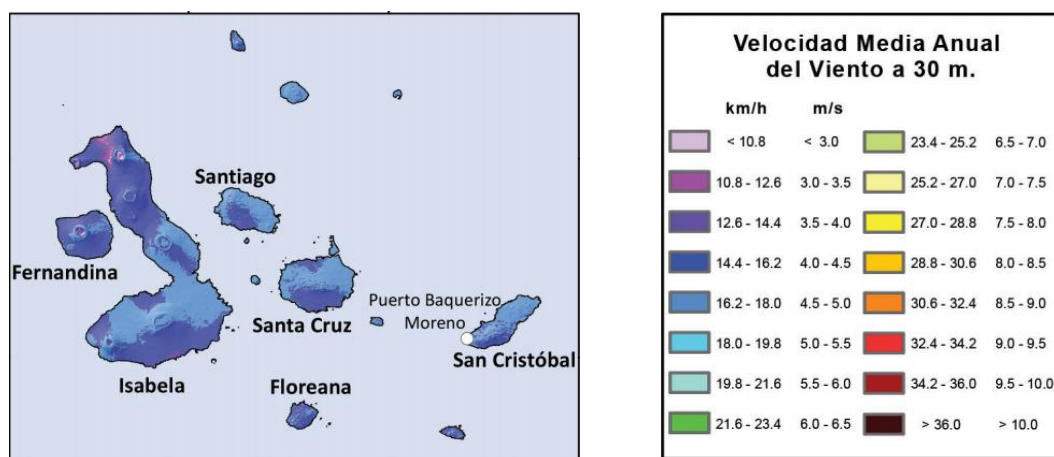


Figura 1.1 Velocidad media anual del viento a 30 [m] en la isla Galápagos [1]

1.3.4 Aerogeneradores

Es una máquina que permite la transformación de energía cinética del viento a través de las palas que se encuentran sostenidas en el buje y conectado al eje lento, permite producir energía eléctrica mediante el incremento de la velocidad en la caja de velocidades que conecta el eje lento con el rápido, permitiendo al generador producir energía eléctrica fácil de transmitir y almacenar.

Aero-turbinas con generadores síncronos: Los devanados del estator, desde un punto de vista constructivo, son iguales que los de una máquina asíncrona. El inductor, en el generador síncrono, es el rotor que alberga los polos generadores del campo magnético que induce la circulación de corriente en los devanados del estator.

Curvas de potencia: Mediante las curvas de potencia se puede conocer cuando una Aero-turbina suministra energía. Cuando el viento supera la velocidad mínima v_{conex} la máquina comienza a suministrar potencia aumentando ésta a medida que aumenta la velocidad del viento, hasta que éste alcanza una velocidad v_{nom} que se corresponde con la potencia nominal del generador; para velocidades superiores los sistemas de

control mantienen constante la potencia, evitando una sobrecarga en la turbina y en el generador, los datos graficados en la Figura 1.2, acorde con los datos obtenidos en la conferencia ICITEE 2013 [2] .

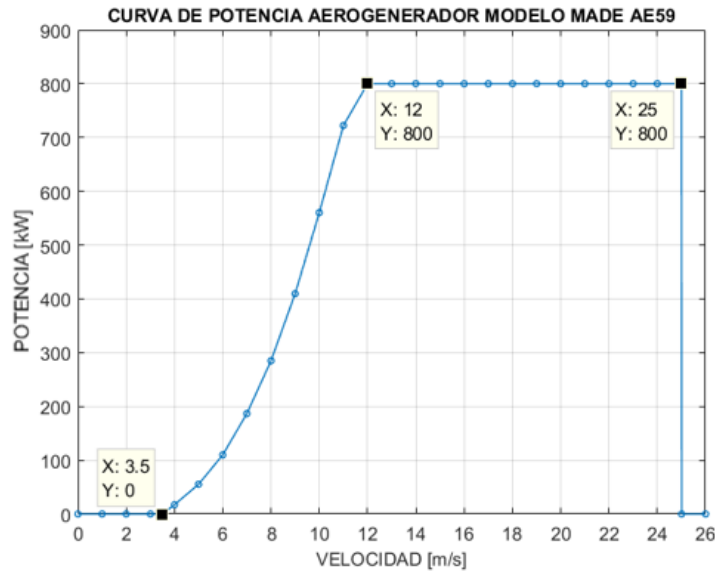


Figura 1.2 Curva de potencia aerogenerador modelo MADEAE59

Tipo de turbina

Actualmente el aerogenerador que se encuentra instalado en la isla San Cristóbal, es de eje horizontal, son más comunes y presentan mayores beneficios a la estabilidad de operación mecánica, son de tipo tubular, mayor estabilidad con el suelo y al ser altas permiten tener acceso una mejor calidad viento, poseen 3 palas, brinda un 5% más de energía, reduce los ciclos de carga, operación silenciosa y visualmente es más aceptable, el generador síncrono de múltiples polos con rotor bobinado, permite la generación de potencia a distintas velocidades de viento, se observa en el modelo del aerogenerador en la Figura 1.3

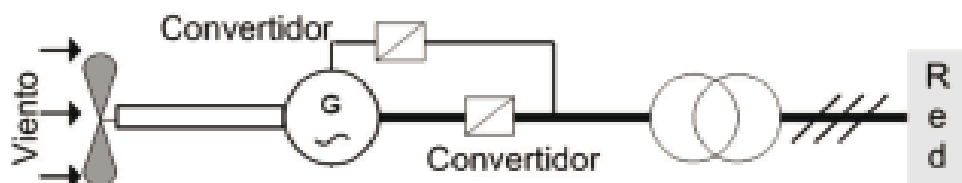


Figura 1.3 Modelo de aerogenerador síncrono de múltiples polos [3]

Sin embargo, el transporte de las partes de un aerogenerador llega a costar hasta un 20% del proyecto, la instalación, requiere de personal altamente calificado desde la instalación física hasta la conexión eléctrica, desde el punto de vista eléctrico, las fluctuaciones de viento causan un fenómeno flicker de régimen permanente, el cual provoca variaciones de tensión del orden del 0.5% que afecta visualmente al usuario en forma de variaciones cíclicas en la intensidad lumínica, problemas de armónicos de bajo orden se dan por el uso de inversores, fácilmente compensado, no obstante el uso de cables subterráneos en centrales eólicas causan una resonancia natural.

1.3.5 Demanda

En nuestro caso de estudio analizaremos la máxima demanda de la Isla San Cristóbal del archipiélago Galápagos, la cual debe suministrar electricidad a la carga rural y urbana, mediante 3 alimentadores, además, la carga está dividida por el tipo de consumidor: residencial (78.6%), comercial (16.3%), industrial (1.6%), alumbrado público (0.2%) y otros (3.3%),

En Galápagos, el 78.6% de los consumidores son del tipo residencial debido al comportamiento turístico que poseen las islas, el 16.3% son de tipo comercial, mientras que la carga industrial, alumbrado público y otros, representan el 5.1% de la carga, es necesario recalcar que, la demanda varía significativamente según las estaciones del año, invierno y verano, siendo invierno el mes donde se alcanza el mayor pico de carga de 2581.92 [kW], en la semana, lunes y domingo son los días de menor demanda promedio, mientras que de martes a sábado la demanda es mayor, esto ocurre de manera similar en ambas estaciones, la hora pico de máxima demanda oscila entre las 18:30 y 19:30, a continuación la curva de carga promedio anual, por estaciones, con la cual se puede observar el comportamiento del consumidor.

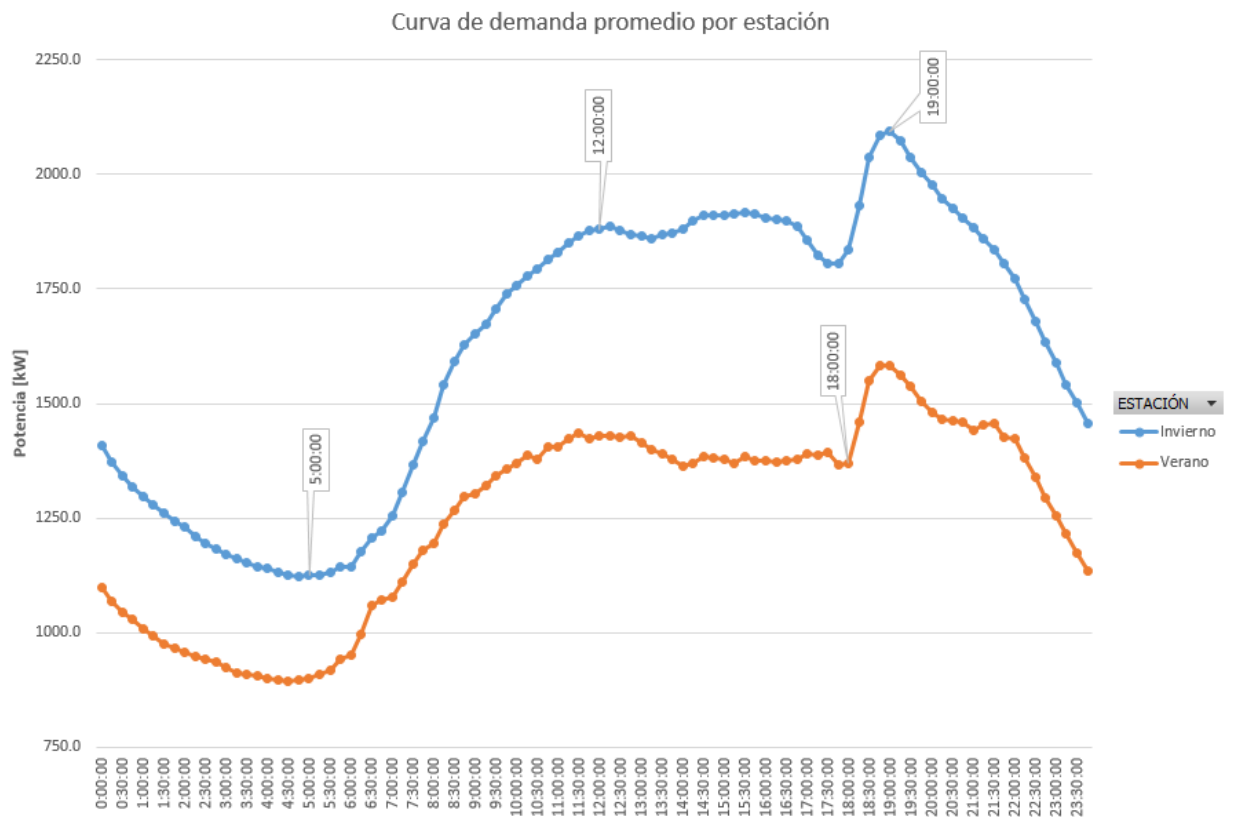


Figura 1.4 Curva de demanda promedio por estación

En la Figura 1.4, se observa que en la mañana desde 05:00 hasta las 12:00, la demanda incrementa, después se mantiene constante durante la tarde hasta las 18:00, mientras que en la noche - madrugada la carga crece hasta llegar a su pico aproximadamente a las 19:00, posterior mente decrece y se repite el ciclo, esto es similar en ambas estaciones.

1.3.6 Sistemas fotovoltaicos

Son aquellos sistemas capaces de convertir la energía solar en energía eléctrica, mediante el efecto fotovoltaico. Cuando la radiación solar incide sobre los paneles fotovoltaicos se genera una diferencia de potencial eléctrico, produciendo de esta manera una corriente eléctrica.

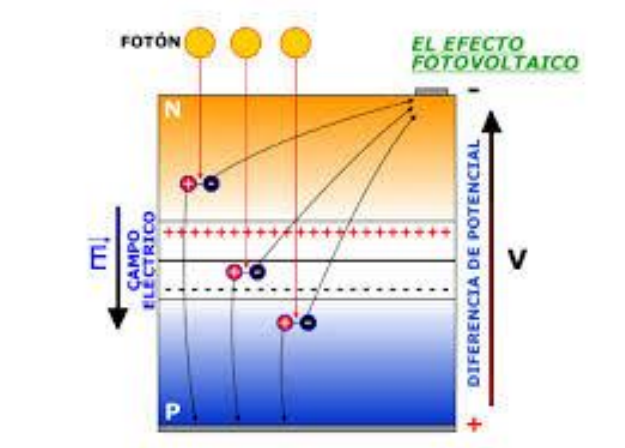


Figura 1.5 Efecto fotovoltaico [4]

La energía solar fotovoltaica presenta muchas características positivas al momento de comparar con otras formas de generar energía eléctrica como lo son su bajo impacto ambiental, su recurso solar inagotable, entre otros. Mientras que como aspectos negativos más importantes de estos sistemas se tiene: su elevado costo de inversión, la baja eficiencia de los paneles solares y la limitada vida útil del sistema.

Tipos de sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos se clasifican en conectados a la red, asilados, y conectados a la red con sistemas de almacenamiento de energía.

- Sistemas fotovoltaicos conectados a la red:

Este tipo de sistema tiene como característica principal que toda la energía eléctrica producida por el campo fotovoltaico será inyectada directamente a la red eléctrica en tiempo real, también son los sistemas más baratos

gracias a que no poseen un sistema de almacenamiento de energía (baterías), lo que produce que sea más fiable, reduciendo el riesgo de fallas por las baterías, pero a su vez son sistemas irregulares, que a falta del recurso solar no entregará energía a la carga designada haciendo que la red supla la energía faltante.

En la Figura 1.6 se muestra la estructura de un sistema fotovoltaico conectado a la red.



Figura 1.6 Sistema fotovoltaico conectado a la red

- Sistemas fotovoltaicos aislados:

Estos sistemas no estarán conectados a la red, por lo que solo suministrarán la energía generada a una carga puntual. Al estar aislados de la red, el sistema solo generará energía durante el día por lo que será necesario de un sistema de almacenamiento de energía (baterías) para poder ser entregada durante una baja radiación en el día o durante la noche. Al tener este sistema de almacenamiento, es necesario disponer de un regulador de tensión para poder controlar la energía que almacene y entregue las baterías y así poder evitar daños.

En la Figura 1.7 se muestra la estructura de un sistema fotovoltaico aislado.

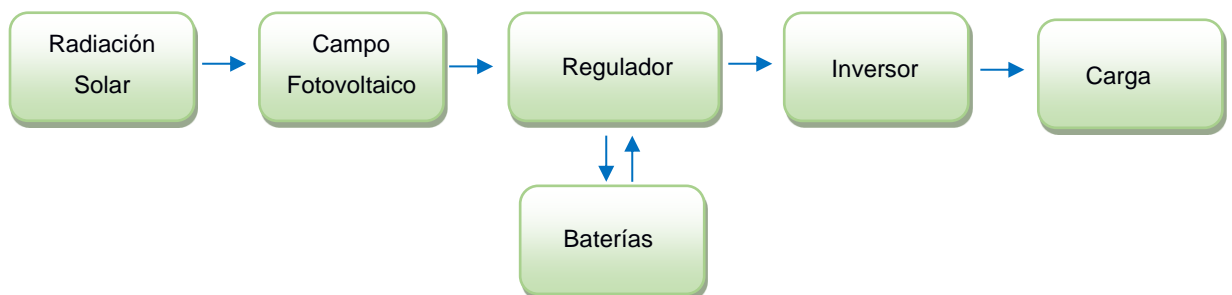


Figura 1.7 Sistema fotovoltaico aislado

- Sistemas fotovoltaicos conectados a la red con sistema de almacenamiento:

Este sistema es el que utilizaremos para nuestro trabajo actual. Como se mencionó anteriormente los sistemas conectados a la red no utilizan un sistema de almacenamiento de energía, pero cuando se realizan sistemas fotovoltaicos de grandes dimensiones, el contar con un sistema de almacenamiento pueden producir diferentes tipos de beneficios a un proyecto.

En la Figura 1.8, se muestra la estructura de un sistema fotovoltaico conectado a la red con un sistema de almacenamiento.

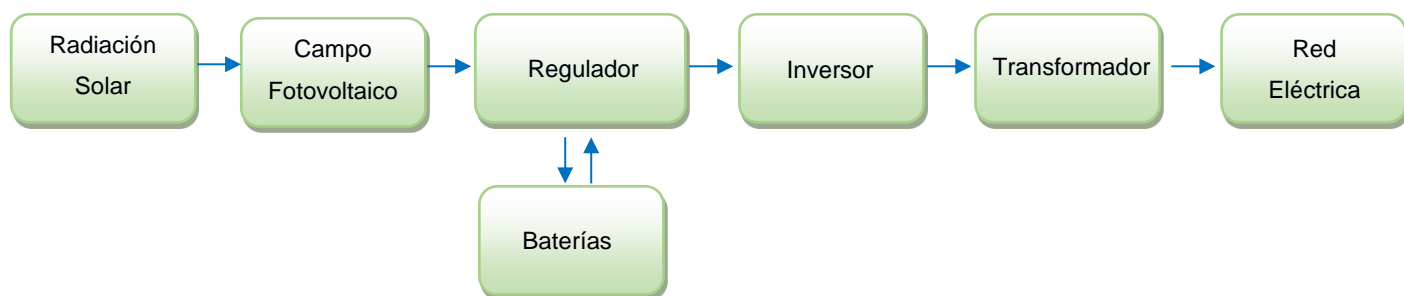


Figura 1.8 Sistema fotovoltaico conectado a la red con sistema de almacenamiento

Radiación solar

La radiación solar es un conjunto de ondas electromagnéticas emitidas por el Sol que llegarán a una superficie determinada. Para que la radiación solar llegue a una superficie en la tierra, esta deberá traspasar la atmósfera, donde por diversos factores disminuirá su intensidad.

La radiación solar se clasifica en: radiación directa que es la que recibe una superficie directamente desde el Sol, radiación difusa que es la radiación absorbida por la atmósfera y entregada por la misma en diferentes direcciones, radiación reflejada que es la que se refleja en la superficie de la tierra, y radiación global que es la suma de las radiaciones directa, difusa y reflejada, siendo la que se aprovecha para la generación de energía.

La radiación solar es un parámetro principal que debe ser conocido antes de diseñar un sistema fotovoltaico, ya que de esta dependerá la cantidad de energía que producirá dicho sistema.

Ecuador al estar ubicado en la línea equinoccial posee un gran potencial de radiación solar, ya que en esta ubicación la radiación directa llega de forma casi perpendicular a la superficie terrestre. En la Figura 1.9 se muestran los diferentes tipos de radiaciones que son captadas por la superficie del Ecuador.

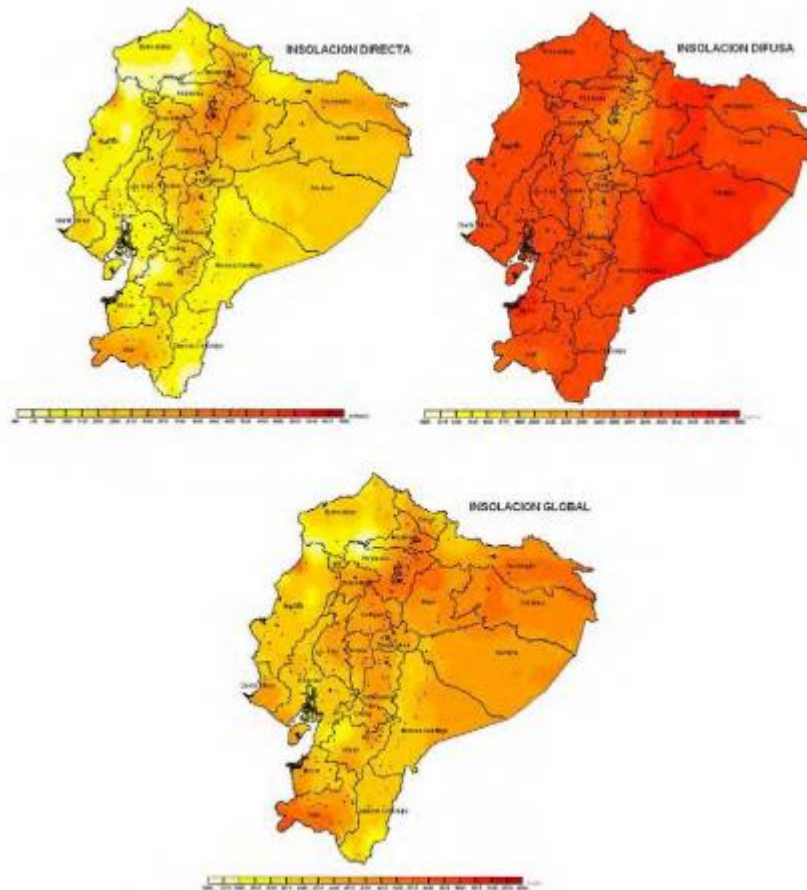


Figura 1.9 Tipo de radiaciones solares en el Ecuador [5]

Paneles fotovoltaicos

Los paneles solares utilizan el efecto fotovoltaico para convertir la energía solar en energía eléctrica por medio de la absorción de la radiación solar en las celdas fotovoltaicas.

En la actualidad las celdas fotovoltaicas pueden ser fabricados por diferentes tipos de materiales, lo que produce que los paneles solares se clasifiquen por el material de las celdas en:

- Celdas de silicio mono-cristalino: Estos son las celdas más eficientes llegando a un valor entre el 15% al 21%. También son las más caras y se caracterizan por su color negro. Se fabrican mediante la utilización de un único cristal de silicio dándole un alto nivel de pureza, pero se desperdicia una gran cantidad por su corte en obleas.
- Celdas de silicio poli-cristalina: Están fabricadas por la agrupación de pequeñas cantidades de silicio lo que hace disminuir su pureza y reduciendo su eficiencia a un valor entre el 13% al 16%. Estas celdas son menos costosas y se las identifican por su color azul.
- Celdas de capa fina: Estas celdas están fabricadas por la unión de diferentes metales como lo son las celdas de cobre, indio y selenio (CIS) o las celdas de indio, galio y selenio (CIGS). Aunque estas celdas presentan una eficiencia relativamente baja entre el 7% al 9%, tienen un costo de producción muy bajo y además poseen un gran atractivo comercial al ser celdas transparentes.

Inversores

Como los paneles solares generan tensión y corriente continua, los inversores tienen la función de convertir esta corriente continua en corriente alterna para poder inyectar toda la generación eléctrica producida por el sistema fotovoltaico a la red. Habría que decir también que los inversores se clasifican dependiendo a la onda de tensión de salida en onda cuadrada, onda modificada y onda sinusoidal pura.

- Onda cuadrada: Son los menos eficientes, producen más armónicos debido a su poca modulación y son lo de menor precio en el mercado. Sus aplicaciones son para pequeñas cargas puntuales, aunque se puede tener el riesgo que el sistema no funcione correctamente.
- Onda modificada: Tienen un rendimiento alrededor del 92% y una aportación de armónicos a la red menor al 25%. Estos inversores son aplicados para cargas rurales, aunque de igual manera que los de onda cuadrada, los equipos conectados pueden presentar problemas en su funcionamiento.

- Onda sinusoidal pura: Son los mejores para suplir demandas en AC, debido a que su onda de salida será casi idéntica a la onda de la red y tienen un aporte casi nulo de armónicos o problemas de estabilidad.

El funcionamiento se basa en el uso de tiristores o transistores en la entrada del inversor para convertir la señal DC en AC, que a una mayor conmutación se obtendrá una onda de salida más pura. Seguido de esto, viene la etapa de filtrado en la que se utilizan filtros en serio o en paralelo para poder eliminar los armónicos restantes de la señal de salida. Y, por último, se encuentra la etapa de transformación de tensión, cuya función es cambiar la tensión de entrada a un valor de salida deseado.

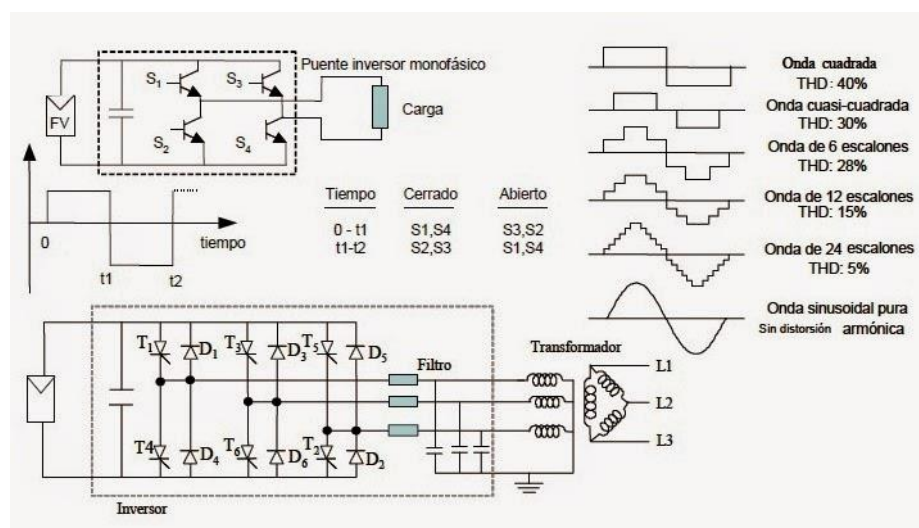


Figura 1.10 Principio de operación de un inversor [6]

1.3.7 Baterías

Las baterías son unas de las principales formas de almacenar energía eléctrica. Las baterías se forman de la agrupación de varias celdas conectadas en serie o paralelo para obtener una tensión específica. Las celdas están conformadas por electrodos que están sumergidos en una sustancia llamada electrolitos siendo este un conductor eléctrico.

El tipo de baterías que se utilizarán en el presente trabajo serán las baterías electro-químicas debido a que sus celdas generan una corriente eléctrica de manera inmediata a partir de una reacción química y de forma reversible, son las de mayor desarrollo tecnológico y tienen la capacidad de almacenar grandes cantidades de energía y desplazarla en horas de mayor demanda o cuando el sistema lo requiera.

Estas baterías, funcionan mediante un proceso electroquímico denominado reducción–oxidación en el cual un electrodo pierde electrones y el otro electrodo gana electrones, cambiando solo su estado de oxidación haciendo posible que regresen a su estado inicial.

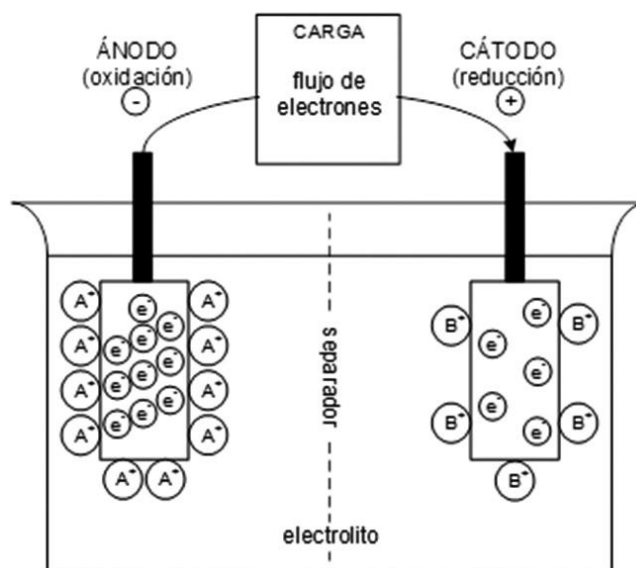


Figura 1.11 Composición de una batería electro-química [7]

Parámetros

Para una correcta selección del tipo de baterías se debe tener en cuenta ciertos parámetros, entre los más importantes tenemos:

- Capacidad: Es la cantidad de electricidad que es capaz de almacenar una batería y se la mide en amperios – horas (Ah).
- Tensión de circuito abierto: Es la tensión máxima que podrá entregar la batería.
- Rendimiento: Es la relación que existe entre la energía que se entrega y la energía que se almacena en la batería.

- Profundidad de descarga: Es el porcentaje de energía que se puede extraer de una batería antes que esta pierda sus características funcionales.
- Ciclos de carga y descarga: Es el número de veces que una batería puede cargarse y descargarse, mismo que depende también de la profundidad de descarga, misma que puede afectar a la vida útil de la batería.

Tipos de baterías

Existen una gran variedad de baterías para poder almacenar energía. A continuación, se detallan las características, las aplicaciones y los problemas que presentan las más importantes.

- **Batería de Ion-Litio:** Estas son las más utilizadas en el mercado. Poseen una gran densidad de energía, un gran rendimiento y un largo ciclo de vida. Estas son utilizadas para mejorar la calidad de la energía de la red y poder almacenar grandes cantidades de energía; son sensibles a sobrecargas por lo que deben contar con un circuito especial de protección que eleva el costo de producción.
- **Batería de Plomo-Acido:** Son las que tienen mayor tiempo en el mercado, por lo tanto, presentan una tecnología más desarrollada. Aunque estas tengan una alta duración y un costo de producción bajo, poseen muchas limitaciones como lo son: el costo de mantenimiento, el nivel de contaminación elevada y su energía de descarga variable. Son muy utilizadas en sistemas aislados, como estabilizador de red y para regular la carga.
- **Batería de Sodio-Sulfuro:** Esta tecnología aún no está desarrollada completamente, por lo que existen muy pocas instalaciones que la utilizan. Su función principal es para la integración de las energías renovables; se caracterizan por poseer una alta densidad de energía y por ser de rápida acción. El problema de este tipo de baterías es la necesidad de mantenerse a una temperatura de operación que oscila los 300 [°C] para su correcto funcionamiento.
- **Batería de Redox de Vanadio:** Estas se encuentran dentro de la clasificación de las baterías de flujo. Aunque esta tecnología se encuentra

en desarrollo, son las más avanzadas en este grupo. Poseen muchas ventajas significativas con las demás, como lo son: la larga vida útil, el alto rendimiento, el prolongado tiempo de descarga, la profundidad de descarga y sus grandes ciclos de carga y descarga que poseen. Todos estos beneficios implican un elevado costo de producción y de operación además de utilizar un considerable espacio para sus tanques de electrolitos que deben operar a una temperatura de 300 [°C].

En la Tabla 1.1, se muestra una comparativa de las características principales de las baterías electroquímicas mencionadas.

	Ion litio	Plomo acido	Sodio sulfuro	Redox vanadio
Densidad de energía (MJ/m³)	10.8-14.4	60-180	540	54-65
Rango de energía (MJ)	30*10 ³	144*10 ³	172,8*10 ³	36*10 ³
Rango de potencia (MW)	0.1-10	0.1-10	0.1-100	0.1-100
Tiempo carga y descarga	H-min	H-min	Horas	Horas
Ciclos de carga y descarga	4500	2500	4500	20000
Rendimiento	94%	90%	80%	90%
Mínimo estado de carga	10%	20%	10%	5%

Tabla 1.1 Características de las baterías electro-químicas

Modelo del banco de baterías para la simulación

Durante la simulación se puede simular el comportamiento de 4 tipos de baterías: plomo acido, ion de litio, níquel cadmio e hidrito de níquel metálico. El modelo de las baterías permite simular su comportamiento mediante el parámetro de corriente de descarga el cual varía en el flujo de potencia, según se encuentren las variables de tensión y potencia en el nodo de las baterías, los datos ingresados al modelo permiten simular el comportamiento nominal del mismo, tales como voltaje, capacidad de corriente, estado inicial de carga, tiempo de respuesta, estos datos de

manera superficial permiten definir las condiciones que debe del banco de baterías para su operación de descarga, los cuales son:

Voltaje de corte, siendo el mínimo voltaje permitido para descarga de las baterías, al llegar a este voltaje se considera la batería descargada.

Voltaje de máxima carga, siendo el voltaje máximo para una corriente dada, siendo diferente del voltaje en vacío o sin carga.

La corriente de descarga nominal, es la corriente que se ha medido según la curva de descarga, siendo esta una fracción que varía según de la capacidad de corriente de la batería.

Capacidad(Ah) a voltaje nominal, es la capacidad de la batería que existe desde el mínimo voltaje de la zona exponencial hasta que el voltaje cae por debajo del voltaje nominal.

Área exponencial, está definida por el voltaje exponencial que se encuentra entre el voltaje de máxima carga y el voltaje nominal, mientras que la capacidad va desde 0 hasta la capacidad nominal.

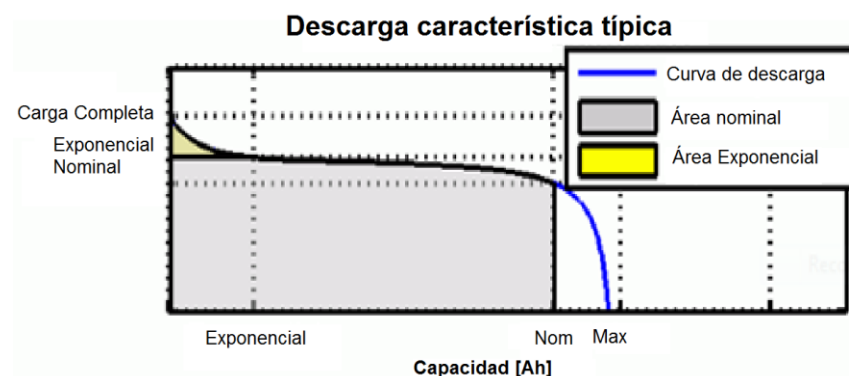


Figura 1.12 Curva de descarga típica

En la Figura 1.12, se muestra la curva de descarga de las baterías, se pueden apreciar gráficamente los conceptos antes vistos.

En la Figura 1.13, se observa el comportamiento de carga de las baterías, la curva azul representa a las baterías de Ion de litio, dando está a entender que, para distintos segmentos del porcentaje de carga de la misma, la

tensión varía poco, como se ve desde el 20% al 80%, mientras que, para los segmentos inferiores y superiores, el cambio de voltaje es drástico.

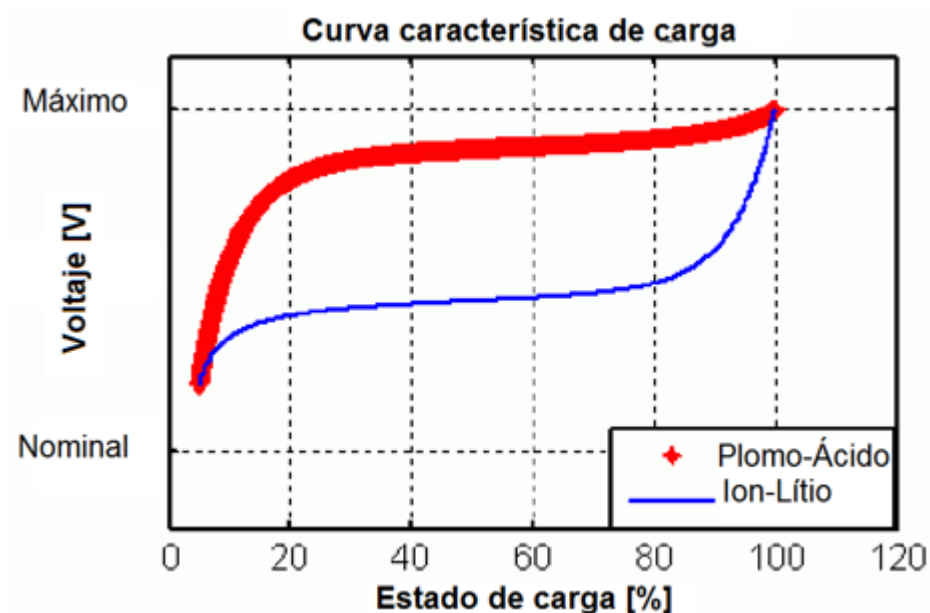


Figura 1.13 Curva característica de carga

Es importante tener claro el concepto de ambas curvas, ya que la tensión y la capacidad que solicite el sistema conectado puede cambiar el comportamiento de las baterías, lo cual se ve en el análisis de resultados.

1.3.8 Estabilidad de un sistema de potencia

Es la capacidad de un sistema a soportar una perturbación o desconexión y mantener su operación dentro de los límites técnicos de voltaje, corriente, frecuencia, etc.

Estabilidad estática

Para este estudio es suficiente modelar una máquina eléctrica síncrona, como lo son los generadores térmicos y analizar la estabilidad del sistema eléctrico, ante perturbaciones graduales en diversos elementos del sistema, con el fin

Estabilidad dinámica

A diferencia de la estabilidad estática, este análisis considera grandes perturbaciones, tales como fallas, donde se analizan las oscilaciones transientes posterior a la falla, con un periodo de estudio mayor a 10 segundos, en el cual se observa el comportamiento de sincronismo de los generadores, dependiendo el plazo de estudio estos análisis pueden tardar varios minutos, como se detalla en el [Anexo A].

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

En el presente capítulo se mostrará en detalle el sistema de generación eléctrica de la isla San Cristóbal y su demanda eléctrica del año 2018. Se elegirán dos días de estudios, los cuales representarán los días de máxima demanda en la estación de invierno y verano. Estos días de estudios se compararán con un día promedio de generación eólica y térmica para cada estación del año para poder observar así el comportamiento del sistema.

Se realizará el diseño de un sistema fotovoltaico, el cual será una alternativa para disminuir la alta participación del sistema térmico y tendrá una capacidad instalada de 1.2 [MW]. De igual forma se obtendrán dos días promedios por estación de la generación fotovoltaica para después integrarlos con los casos de estudios del sistema eléctrico inicial y poder hacer un análisis de generación-carga.

Finalmente, se procederá a dimensionar el banco de baterías óptimo analizando el comportamiento de la curva de potencia del sistema térmico en el caso inicial y en el caso alternativo con el sistema fotovoltaico integrado.

2.1 Sistema eléctrico inicial

En la isla San Cristóbal, la generación de energía eléctrica se lleva a cabo por medio de dos tipos de sistemas: tres aerogeneradores que conforman el sistema de generación eólico con una capacidad instalada de 2.4 [MW] y un grupo de generadores de combustión interna que conforman el sistema de generación térmica. Estos dos sistemas de generación son los encargados de satisfacer la demanda eléctrica a través de tres alimentadores que recorren la isla.

Para realizar el modelamiento del sistema de generación y de la demanda eléctrica, se obtuvieron datos correspondientes al año 2018.

Selección de días de estudio por estaciones

Los datos de carga, generación térmica y eólica, se comportarán de manera diferente según la estación de invierno (diciembre a mayo) o verano (junio a noviembre).

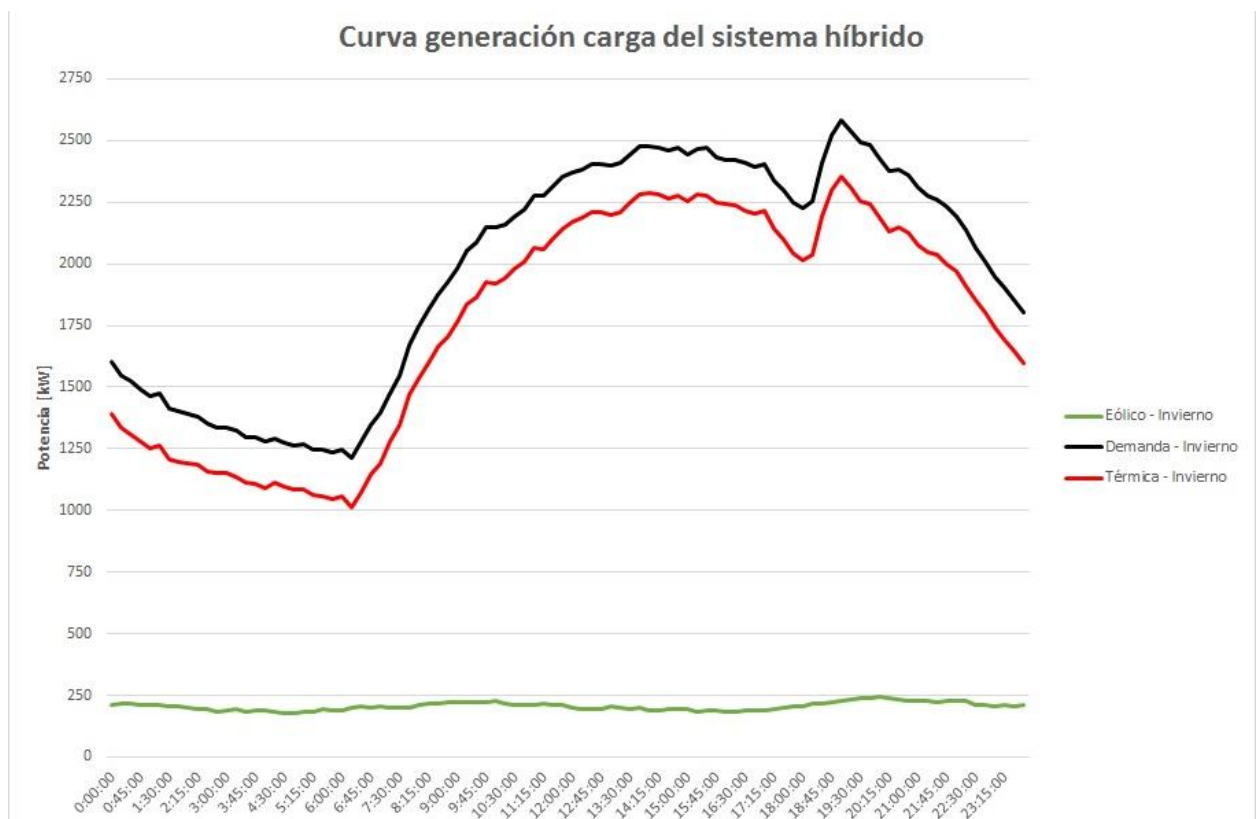


Figura 2.1 Curva generación-carga del sistema híbrido para estación invierno

Como se observa en la Figura 2.1, podemos observar el comportamiento promedio de la generación eólica(verde), térmica(rojo) y la demanda(negro). Estos datos son promedios del comportamiento de la estación invierno, y observa que la generación eólica es baja para esta estación y que la demanda es suplida mayormente por los generadores térmicos.

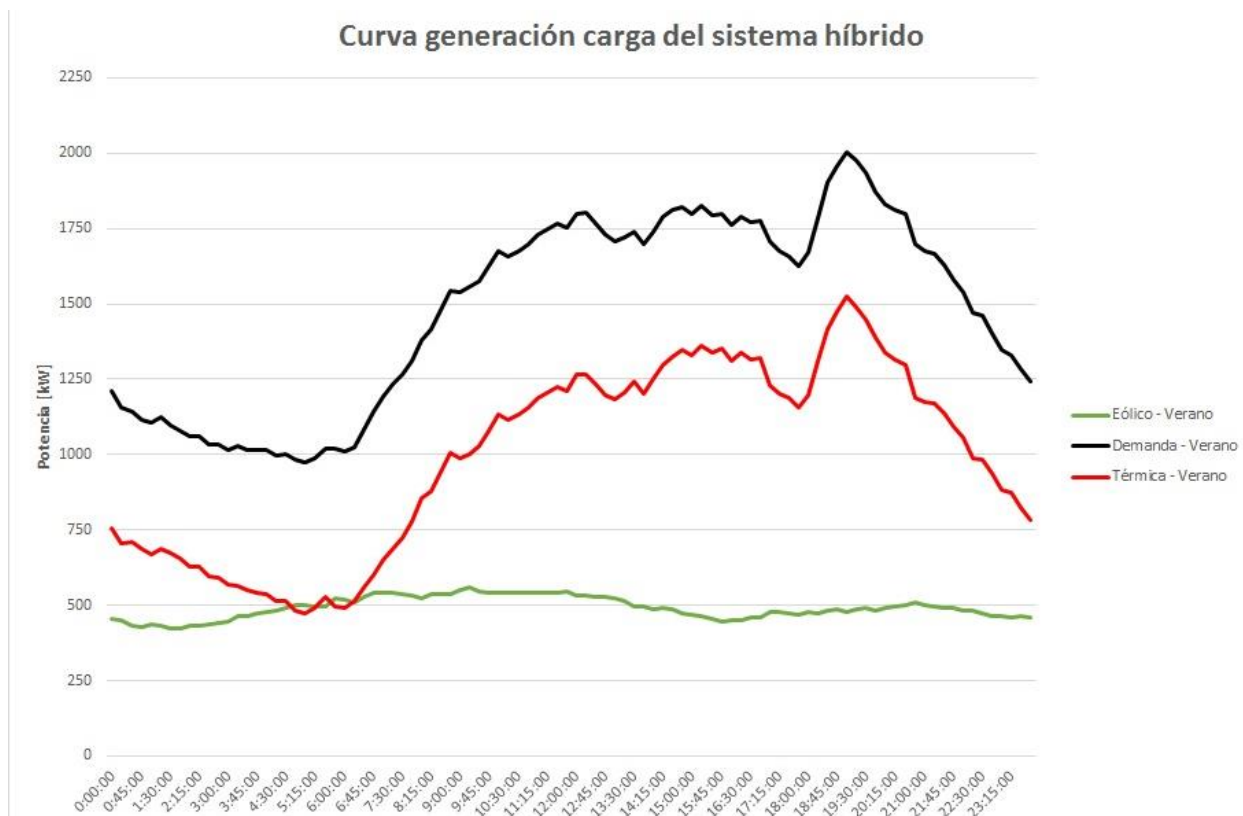


Figura 2.2. Curva generación-carga del sistema híbrido para estación verano

Como se observa en la Figura 2.2, podemos observar el comportamiento promedio de la generación eólica(verde), térmica(rojo) y la demanda(negro). Estos datos son promedios del comportamiento de la estación verano, mismos que al comparar con la estación invierno podemos observar que la demanda se reduce, y a su vez la generación eólica incrementa; no obstante, la generación térmica sigue siendo la fuente principal de energía eléctrica. La siguiente Tabla indica el comportamiento de los datos por estación:

Estación	Demanda	Recurso eólico	Recurso térmico
Invierno	Alta	Bajo	Alto
Verano	Baja	Alto	Bajo

Tabla 2.1 Datos según estación meteorológica.

2.1.1 Demanda eléctrica

La demanda eléctrica tendrá un pico de demanda por cada estación; siendo el 12 de marzo del 2018(invierno), el día de mayor demanda pico en todo el año con un valor de 2.582 [MW], como se observa en la siguiente Figura2.3, además el 5 de junio del 2018(verano), posee una demanda pico de 2.001 [MW].

Estos 2 días se usarán para comprobar el comportamiento del banco de baterías antes las fluctuaciones de recursos renovables que existan, debido a que representan la mayor demanda.

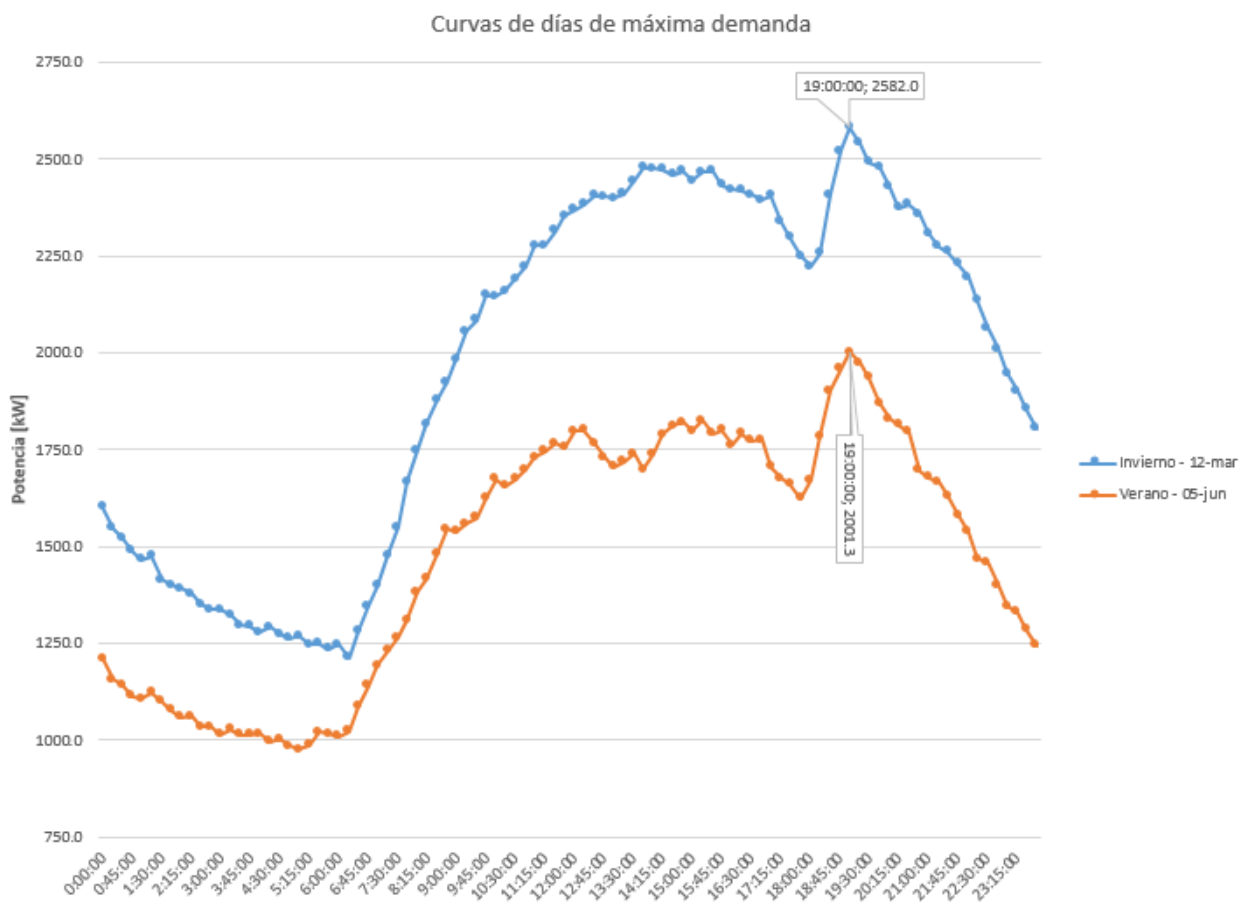


Figura 2.3 Curvas de días de máxima demanda

2.1.2 Sistema de generación eólico

La generación eólica depende de 3 aerogeneradores que tienen una capacidad de 800 [kW] cada uno.

Como se mostró en la Figura 1.2, en la cual se observa que es necesario un viento mayor a 3.5 [m/s] para poder generar potencia y a su vez que tiene un límite de potencia entre los 12 y 25 [m/s], siendo este último el límite de velocidad de corte o parada para el aerogenerador.

Recurso eólico disponible

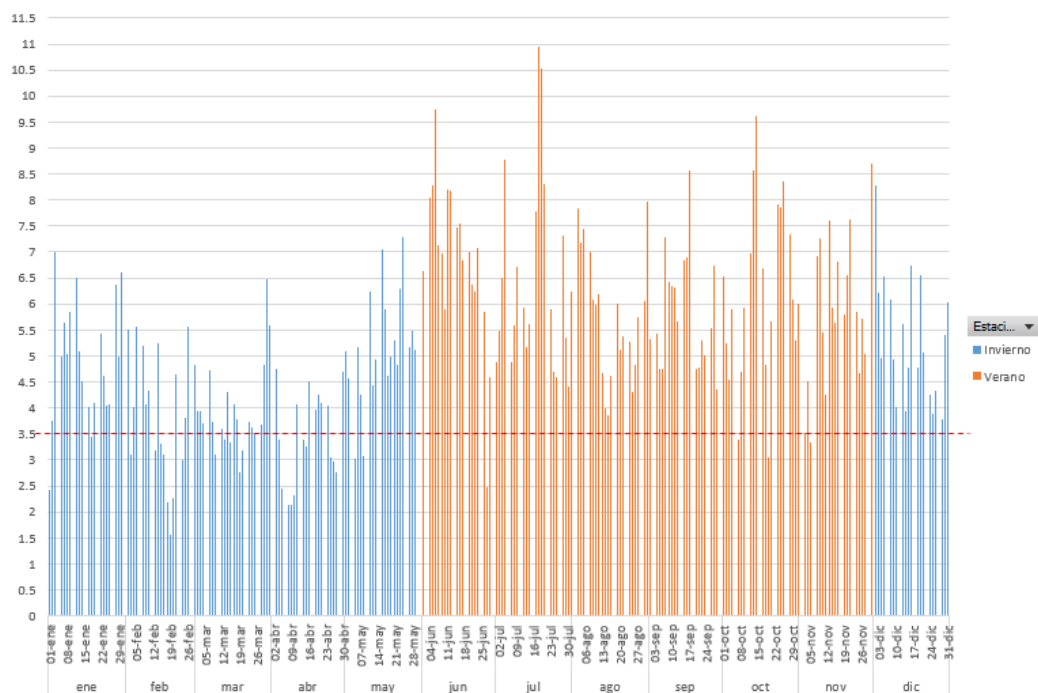


Figura 2.4. Curva anual de velocidades de viento real por estaciones.

En la Figura 2.4. se muestran las mediciones de viento corregidas anuales, según la ecuación mostrada. Además se incluyó un límite a los 3.5 [m/s] para indicar a partir de que valor generarán electricidad los aerogeneradores.

$$v_c = 0.785 * v_m + 0.101 \text{ [m/s]}$$

Donde v_c , representa el viento corregido el cual es aprovechado por las turbinas del aerogenerador y v_m representa el viento medido por los anemómetros antes de pasar por las palas.

2.1.3 Sistema de generación térmica

Es el sistema de mayor generación existente en la isla, dispone de por lo menos 11 generadores térmicos que consumen diésel 2, con una capacidad instalada de 8700 [kW], estos generadores deben de operar por lo menos al 25% de su capacidad cuando están conectados a la red. En la siguiente Tabla detalla a los grupos de generadores existentes:

Generador	Barra	Potencia [kVA]	Tensión [V]	Marca
Gt1	1	1000	480	MARATHON
Gt2	1	650	480	CATERPILLAR
Gt3	1	650	480	CATERPILLAR
Gt4	1	1000	480	MARATHON
Gt5	1	650	480	CATERPILLAR
Gt6	1	650	480	CATERPILLAR
Gt9	2	1100	480	CATERPILLAR
Gt10	3	1500	4150	HYUNDAI
Gt11	3	1500	4150	HYUNDAI

Tabla 2.2 Generadores térmicos en la isla San Cristóbal.

2.1 Sistema fotovoltaico

Se realizó el diseño de un sistema fotovoltaico como una alternativa a futuro para analizar el comportamiento del sistema eléctrico de la isla ante su integración.

2.1.1 Diseño del sistema fotovoltaico

La ubicación del sistema se estableció en un terreno ya destinado para un proyecto fotovoltaico futuro, ubicado cerca del aeropuerto de la isla San

Cristóbal, tal como se muestra en la Figura 2.5, obtenida de la aplicación web Google Maps.



Figura 2.5 Ubicación del sistema fotovoltaico

Con el terreno definido, se procedió a obtener los datos de radiación del sitio, mismos que fueron obtenidos de la plataforma de la NASA correspondientes al año 2018.

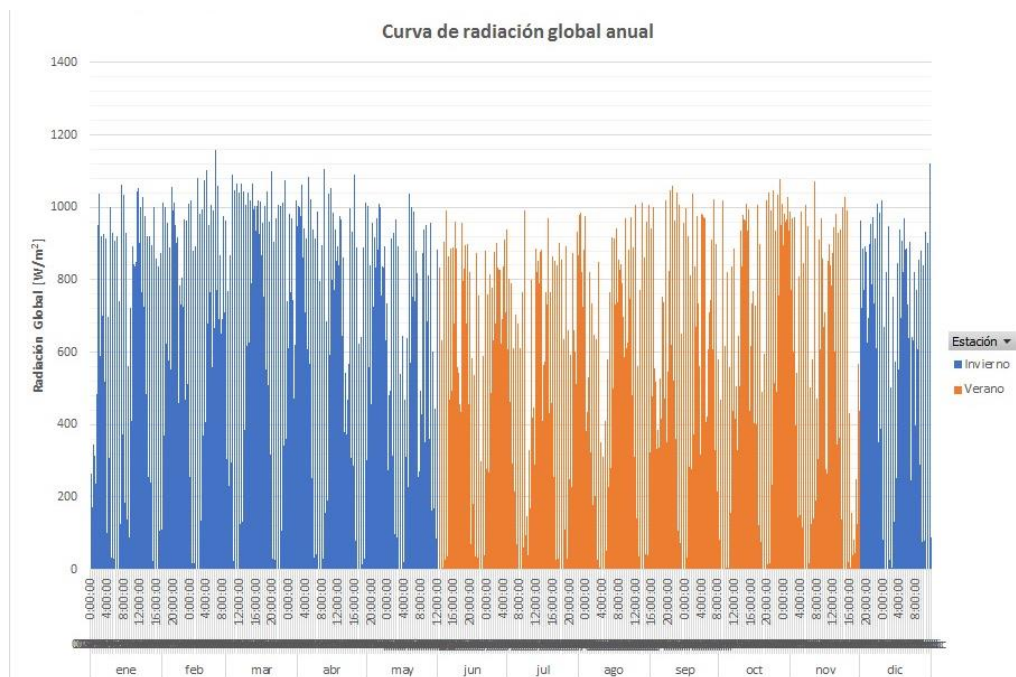


Figura 2.6 Datos de radiación del sitio

En la Figura 2.6, se detallan los valores de radiación global en $[W/m^2]$ durante todas las horas del año 2018 aplicados al sitio de estudio; de los cuales se dividen por colores las estaciones del año: siendo de color azul los datos pertenecientes a la estación de invierno y en naranja los datos de verano. De la gráfica se observa que, la radiación en los meses de invierno supera a los valores de los meses de verano, lo que derivará en una mayor producción de generación fotovoltaica en la estación de invierno.

Con los datos del sitio y de radiación ya conocidos, se hace uso del software PVsyst para poder dimensionar el sistema fotovoltaico.

La capacidad instalada del sistema fotovoltaico inicialmente se plantea de 1 [MW] con un inversor de igual capacidad, los cuales son suficientes para el nivel de demanda de la isla; pero para un mejor aprovechamiento del inversor y del recurso solar se eligió una capacidad instalada de 1.2 [MW] para el sistema fotovoltaico y dos inversores de 500 [kW]. De esta manera se obtendrá un aprovechamiento máximo del sistema fotovoltaico habiendo considerado las pérdidas y asegurando que al menos un inversor se encuentre funcionando a su capacidad máxima.

Para iniciar el diseño del sistema fotovoltaico mediante el software PVsyst, se necesitó definir los parámetros del lugar, que están conformados por las coordenadas geográficas del sitio que son latitud -0.91° y longitud -89.56° y la climatología que consisten en: los datos promedios mensuales del 2018 de la radiación global y difusa en $[\text{kWh}/\text{m}^2\text{.día}]$, la temperatura en $[\text{°C}]$ y la velocidad del viento en $[\text{m/s}]$, como se muestra en la Tabla 2.3.

	Radiación global [kWh/m².día]	Radiación difusa [kWh/m².día]	Temperatura [°C]	Velocidad viento [m/s]
Enero	5.89	2.26	25.3	3.00
Febrero	6.49	2.31	25.5	2.30
Marzo	7.14	2.06	25.5	2.30
Abril	6.36	2.25	25.0	2.49
Mayo	5.53	2.13	24.9	3.10
Junio	5.46	2.08	23.2	3.60
Julio	5.13	2.27	23.3	3.81
Agosto	5.42	2.38	23.1	3.91
Septiembre	5.81	2.47	22.7	3.99
Octubre	6.06	2.43	23.3	4.10
Noviembre	5.19	2.29	23.4	4.00
Diciembre	5.75	2.45	24.6	3.80
Año	5.85	2.28	24.1	3.4

Tabla 2.3 Parámetros climatológicos del sitio

Con el lugar definido, se debió proceder a detallar la tecnología que se utilizará en los paneles solares, la capacidad de los mismo y su orientación. Para el diseño que se realizó, se definió paneles solares con celdas de silicio poli cristalinos debido a que representan la mejor opción en cuanto a

relación eficiencia-costo, también se estableció que cada panel tenga una capacidad de 250 [W].

Para la orientación de los paneles, debido a que este campo será del tipo fijo solo se definirán dos tipos de parámetro, que son: el ángulo de azimut y la inclinación del plano. El ángulo de azimut se lo definió en 0° puesto que la superficie del campo es plana y sin ningún obstáculo que produzca sombra, orientado los paneles hacia el sur y con un ángulo de inclinación del plano de 10° para evitar acumulación de polvo.

Como parámetro final se ingresó las características de los inversores que se utilizarán. En el diseño se utilizó dos inversores de 500 [kW] con un rango de tensión de entrada en corriente directa de 450 – 820 [V].

Al realizar la simulación en el software PVsyst obtuvo la distribución óptima de los módulos en serie y en paralelo, la corriente y el voltaje de salida en DC y los valores de generación fotovoltaica de todo el año 2018.

Parámetro	Detalles
Número de módulos en serie	20
Número de módulos en paralelo	240
Número de módulos totales	4800
Voltaje DC salida	510 [V]
Corriente DC salida	1967 [A]

Tabla 2.4 Diseño del sistema fotovoltaico

Los datos de salida que inyectará a la red los inversores son los siguientes.

Parámetros	Detalles
Potencia máxima AC	500 [kW]
Voltaje AC salida	315 [V]
Factor de potencia (Cos Φ)	0.99
Distorsión armónica (THD)	< 1%
Eficiencia máxima	98.8%

Tabla 2.5 Datos de salida del inversor

El siguiente aspecto de consideración para el diseño, es la creación de una subestación y una línea de distribución que transportará la energía eléctrica generada en nuestro sistema fotovoltaico hacia la barra de distribución ubicada en la subestación de la central térmica de la isla.

Los componentes principales de dicha subestación serán los dos transformadores de 500 [kVA] con un voltaje en baja tensión de 266 – 468 [V] a plena carga y un voltaje en alta tensión de 13200 – 13800 [V].

La línea de distribución tendrá una distancia de 3.2 [km] a un nivel de tensión de 13800 [V], la cual utilizará un conductor ACSR #2/0 para las fases y un conductor ACSR #2 para el neutro.

En la Tabla 2.7, se detallan los elementos que conforman la subestación y la línea de distribución del sistema fotovoltaico.

Nombre	Características	Cantidad
Transformador	Capacidad: 500 [kVA] Relación: 315 – 13800 [V]	2
Pararrayos	Capacidad:15 [kVA], 10 [kA]	6
Transformador de corriente	Relación: 100:5 Tensión: 13.8 [kV]	6
Transformador de potencial	Relación: 13800 / 100 [V]	6
Seccionador tripolar	Tensión:13.8 [kV]	4
Conductor ACSR #2/0 para las fases	Número de fases: 3 Capacidad: 243[A] Resistencia:0.333 [Ω /km]	3.2 [km/fase]
Conductor ACSR #2 para el neutro	Numero de fases: 1 Capacidad: 159 [A] Resistencia:0.3576 [Ω /km]	3.2 [km/fase]

Tabla 2.6 Elementos de la línea de distribución y subestación eléctrica

2.1.2 Generación eléctrica del sistema fotovoltaico

Con los resultados obtenidos del software PVsyst, se tuvo la generación que produce nuestro sistema fotovoltaico para todo el año 2018. Estos valores se separarán dependiendo de los meses que conforman cada estación del año y se obtuvo una curva de generación cada 15 minutos de un día promedio para la estación de invierno y otra para la estación de verano.

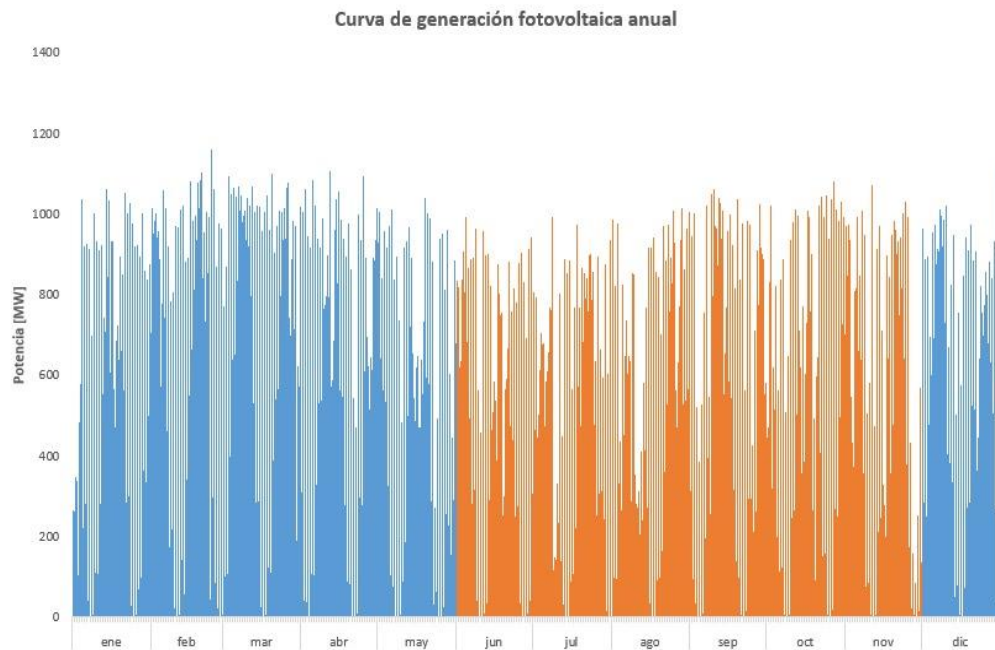


Figura 2.7 Generación fotovoltaica anual

En la Figura 2.7, se observan los valores que genera el sistema fotovoltaico, siendo sus valores predominantes en la estación de invierno que se representa en color azul de la gráfica.

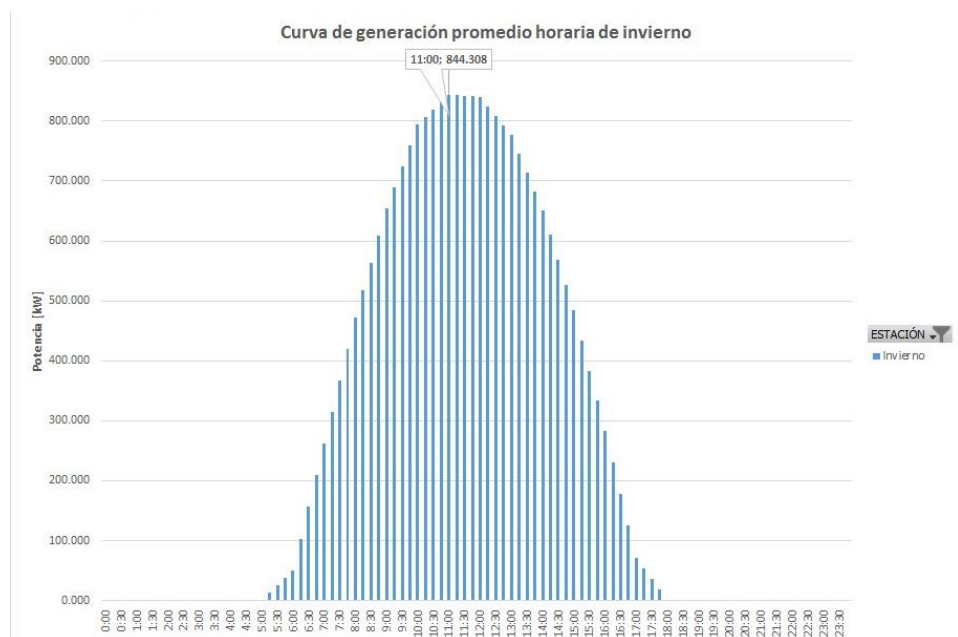


Figura 2.8 Generación promedio horaria de invierno

La Figura 2.8, representa el comportamiento de la potencia producida por el sistema fotovoltaico en esta estación, llegando a un valor máximo promedio de 844.31 [kW].

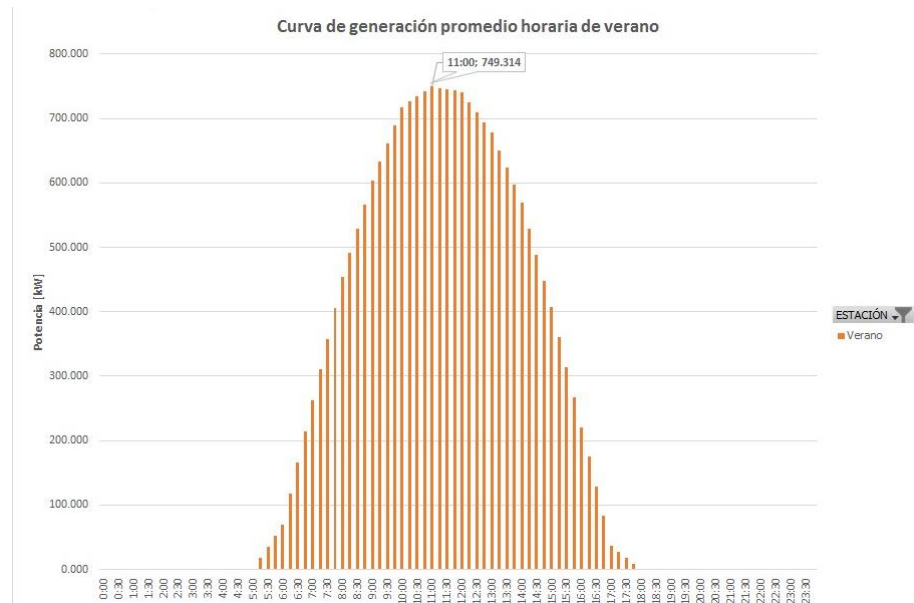


Figura 2.9 Generación promedio horaria en verano

La Figura 2.9, muestra los valores de potencia que se generan en la estación de menor radiación del año, llegando a valor máximo promedio de 749.31 [kW].

2.1.3 Integración del sistema fotovoltaico a la red

Con el sistema fotovoltaico ya diseñado y simulada la generación para todo el año 2018, se procederá a integrarlo con los sistemas existentes en la isla San Cristóbal.

Con la inclusión de nueva generación renovable, las participaciones de los generadores térmicos se ven reducidos de una manera significativa, debido a que la generación fotovoltaica produce sus mayores valores de potencia al mismo tiempo que la demanda crece. Este comportamiento se puede

observar en los dos días de estudios de máxima demanda para la estación de invierno y verano.

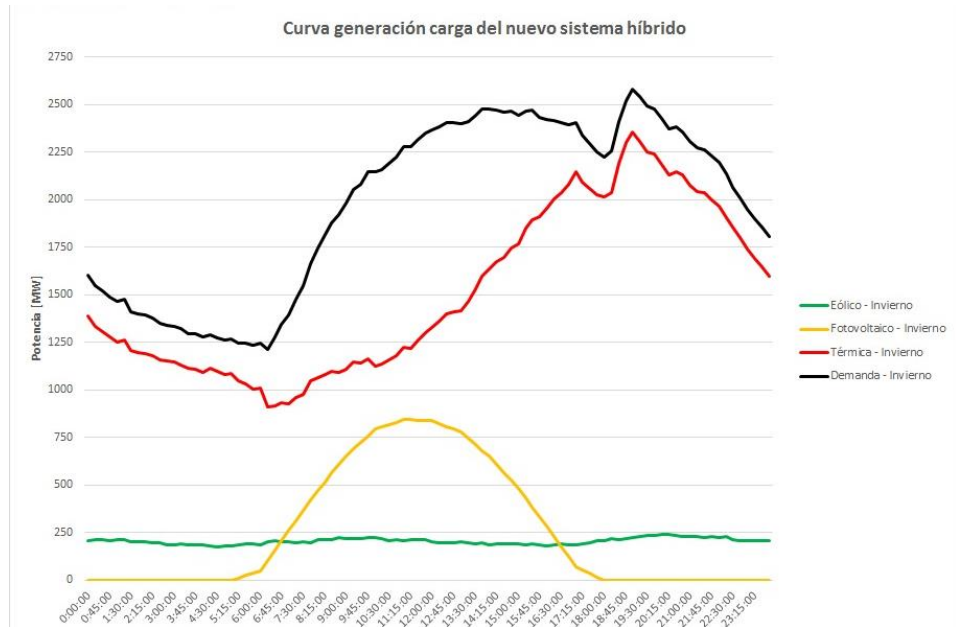


Figura 2.10 Curva generación-carga en invierno

La Figura 2.10, muestra el comportamiento del sistema híbrido en el día de mayor demanda comparándose con la generación eólica, fotovoltaica y térmica promedio por estación. De esta manera se observa que la potencia producida por la generación fotovoltaica tiene un comportamiento que coincide con el crecimiento de la demanda, reduciendo el requerimiento de generación térmica en ese intervalo de tiempo.

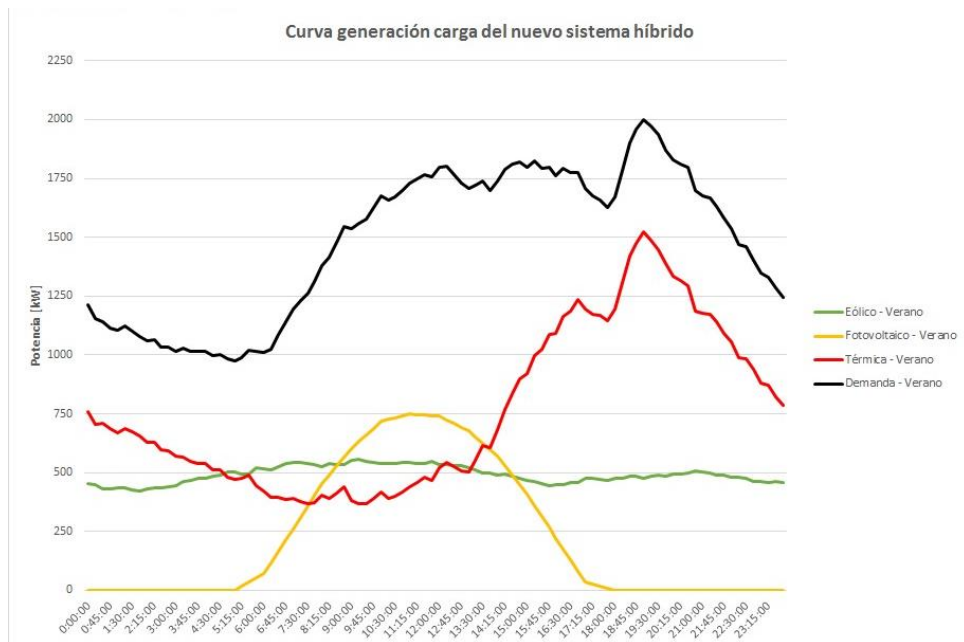


Figura 2.11 Curva generación-carga en verano

Para la estación de verano se tendrá una mayor participación de generación eólica gracias a una mejor condición de vientos en la isla, en contraste con el sistema fotovoltaico, que en estos meses presenta un menor nivel de radiación. Consecuencia de esto, en la estación de verano se tendrá una menor participación de generación térmica en el año de estudio, tal como se muestra en la Figura 2.11.

2.2 Banco de baterías

2.2.1 Selección del tipo de baterías

Las baterías que se analizarán serán las del tipo ion litio, ya que como se mencionó en el capítulo 1, estas baterías son las que pueden almacenar una mayor cantidad de energía, mejorar la calidad de la red y son las más accesibles en el mercado al ser las más utilizadas.

Se seleccionaron las baterías de “Alta Calidad Ion Litio Lifepo4” de la marca A&S POWER [Anexo B] con un voltaje de 12 [V], una capacidad de 100 [Ah] y 2000 [ciclos] de descarga profunda, que se utilizarán para diseñar los bancos de baterías.

2.2.2 Dimensionamiento del sistema de baterías

Para seleccionar el banco de baterías óptimo, se debe realizar un análisis de la curva de potencia del sistema térmico, ya que en él se ven reflejados todas las variaciones del sistema eólico.

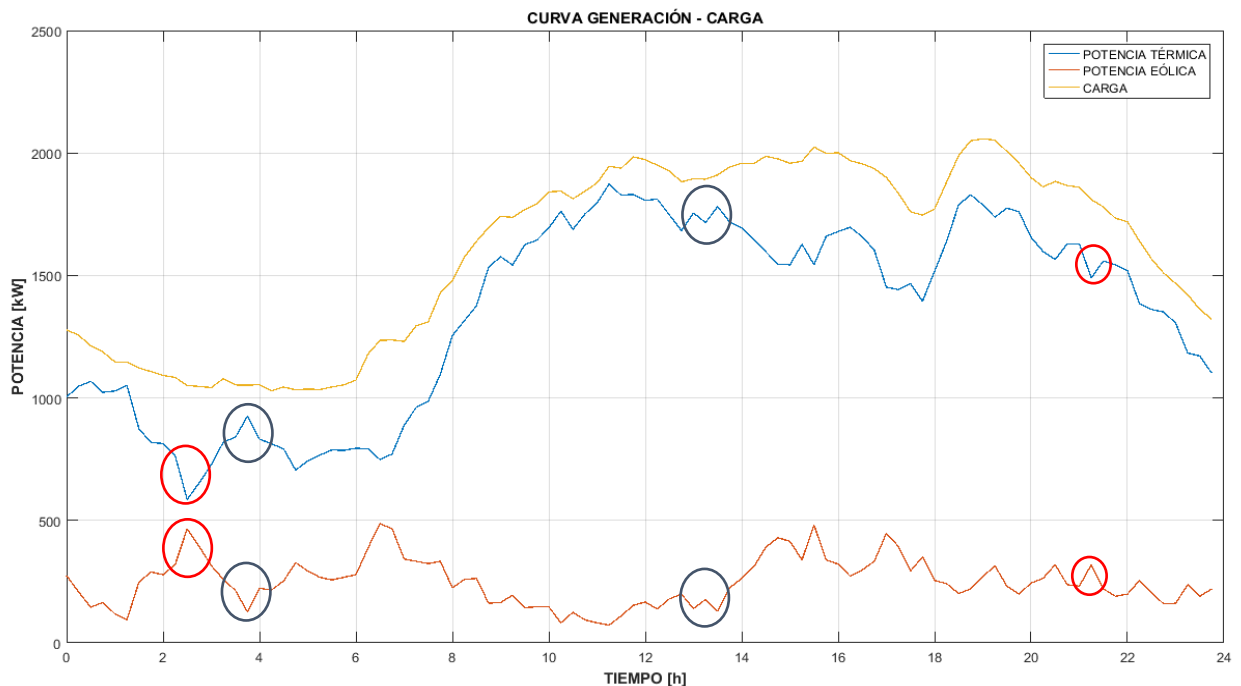


Figura 2.12 Curva generación-carga

Como se observa en la Figura 2.12, cuando existen aumentos bruscos de potencia eólica (círculos rojos) el sistema térmico amortiguará estos cambios disminuyendo su potencia de manera rápida, de igual forma cuando la potencia eólica disminuye bruscamente (círculos negros) la potencia térmica aumentará para suplir este cambio.

El banco de baterías deberá ser el encargado de amortiguar los cambios bruscos de generación renovable producido por las constantes variaciones del viento, reemplazando el impacto que inicialmente sufrían los generadores térmicos, que al momento de intentar abrir estas variaciones demandan un mayor uso de combustible que resultan en una mayor emisión de gases tóxicos.

Para el dimensionamiento del banco de baterías óptimo se realizará un código en MATLAB R2016b que analizará el sistema de generación eléctrica de la isla San Cristóbal actual, y posteriormente la integración del sistema fotovoltaico.

En la primera parte se analizó la curva de generación del sistema térmico para todo el año 2018, en el cual se identificó todos los incrementos y decrementos bruscos de potencia térmica producida por las fluctuaciones de generación eólica y obtendremos la energía y el tiempo de cada fluctuación.

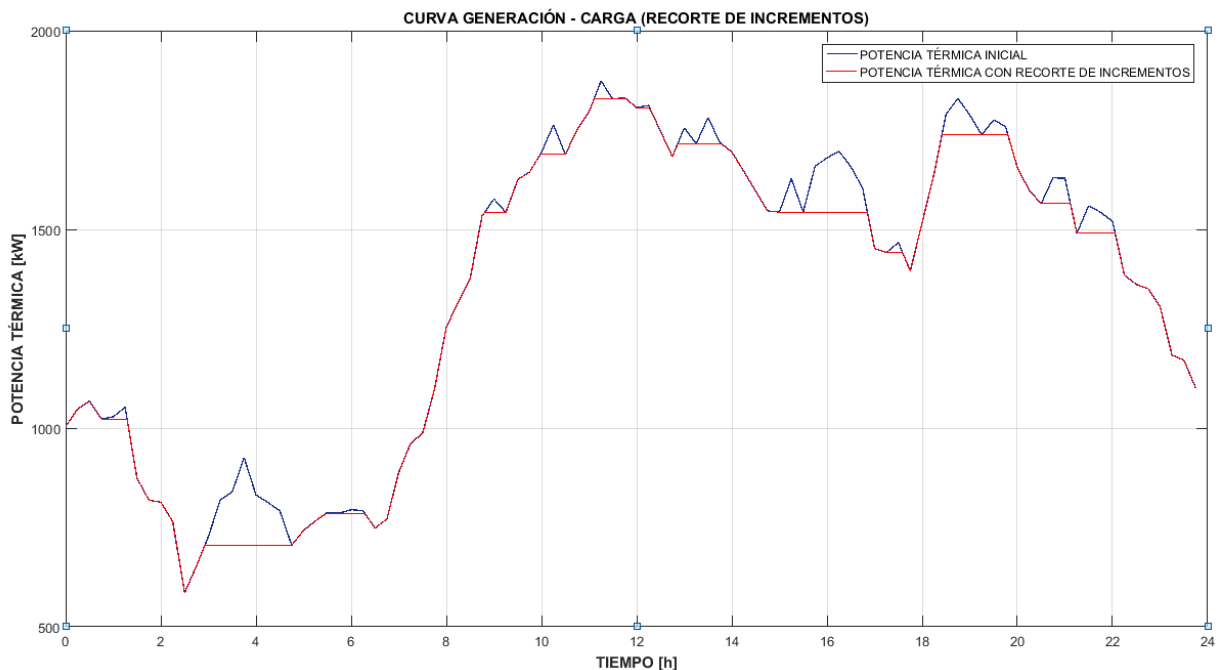


Figura 2.13 Curva generación-carga con recorte de incrementos

Como se observa en la Figura 2.13, se identificó todos los cambios incrementales bruscos de potencia térmica (curva azul) y se los recorto para simular la curva resultante cuando existe la acción del banco de baterías (curva roja). En estos momentos estas entran en estado de descarga e inyectarán la potencia necesaria para suplir estas fluctuaciones, por lo que se deberá calcular el tiempo y la energía en cada recorte para conocer así cuanta energía debería entregar el banco de baterías.

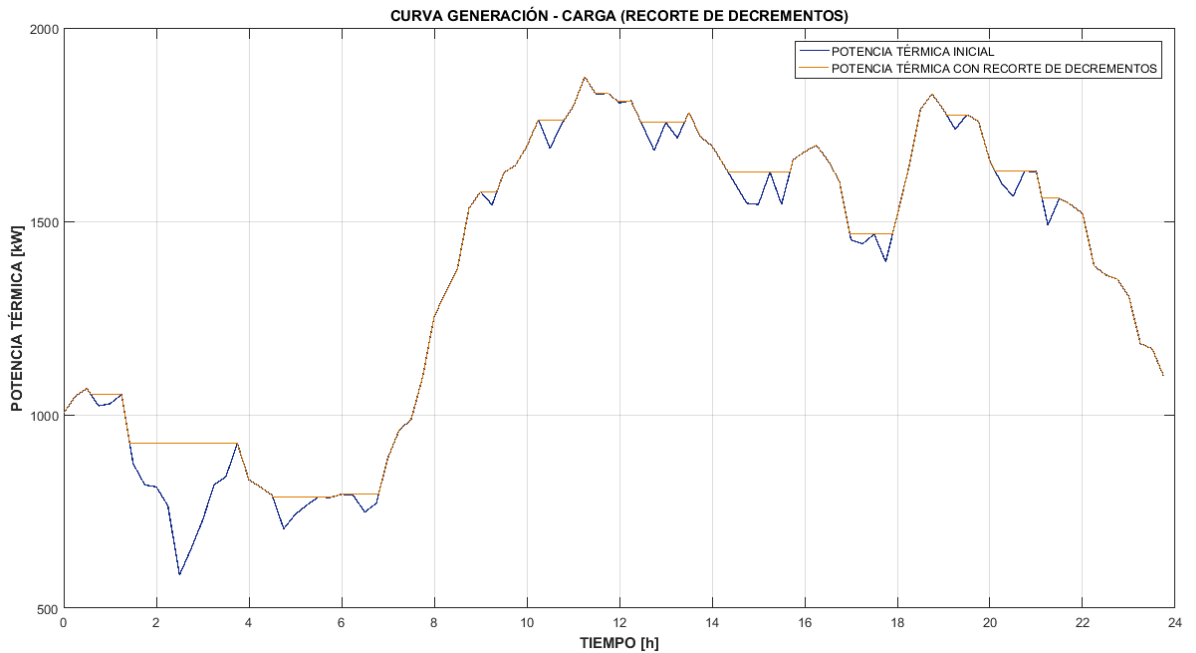


Figura 2.14 Curva generación-carga con recorte de decrementos

Como se observa en la Figura 2.14, se identificó todos los decrementos bruscos de potencia térmica (curva azul) y se los recorto para simular la curva resultante bajo la acción del banco de baterías (curva café); Cuando estas entran en estado de carga haciendo que el sistema térmico inyecte energía para cargar las baterías. Por lo tanto, se deberá calcular el tiempo y la energía en cada recorte para conocer cuanta energía podría ser entregada para cargar el banco de baterías.

Adicionalmente, se identifica los días en que existe un exceso de energía eólica que será agregado para cargar el banco de baterías cuando este lo requiera.

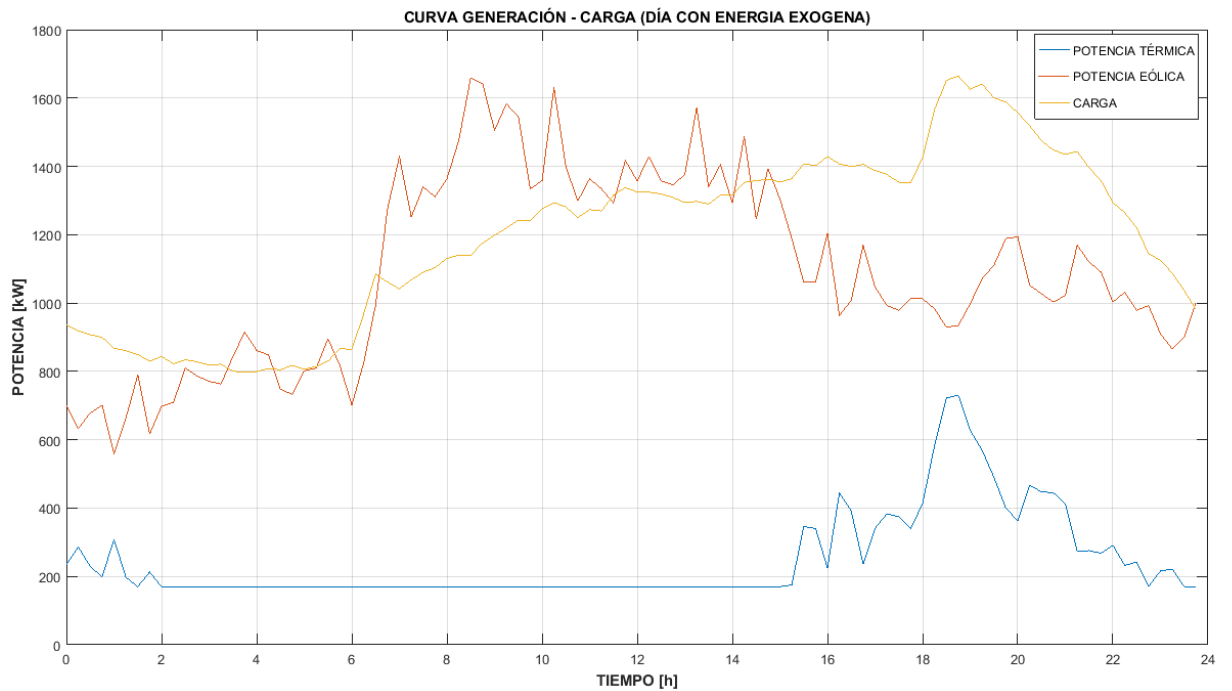


Figura 2.15 Curva generación-carga con energía exógena

En la Figura 2.15 se muestra un día en que existe un exceso de potencia eólica, la cual provoca que el sistema térmico sea llevado a su límite mínimo de generación de 170 [kW]. Este exceso de potencia se convertirá en energía exógena que será aprovechada por el banco de baterías.

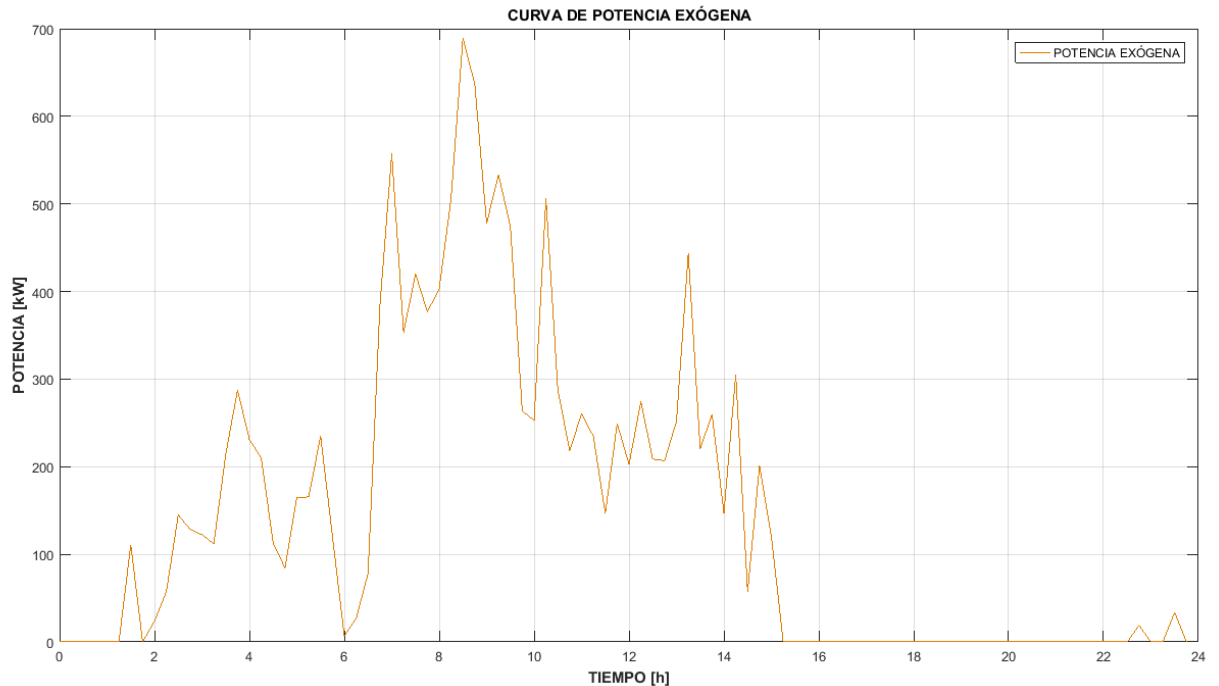


Figura 2.16 Curva de potencia exógena

La Figura 2.16 muestra la potencia exógena resultante de la Figura 2.15. De esta curva se obtiene la energía exógena disponible que servirá para cargar el banco de baterías cuando este lo requiera.

Una vez identificadas todos los casos de fluctuaciones crecientes y decrecientes, la energía de cada fluctuación y la energía exógena para los 365 días del año 2018, se superponen todos los casos disponibles de tal manera que se pueda simular el comportamiento del banco de baterías a diferentes capacidades, y de esta manera seleccionar el óptimo.

En la segunda parte del código para la optimización del banco de baterías se definen las siguientes condiciones:

- El banco de baterías entrará en estado de descarga y entregará energía cuando exista una fluctuación creciente.
- El banco de baterías entrará en estado de carga y se cargará con energía del sistema térmico cuando exista una fluctuación decreciente.

- En los días que exista energía exógena, el banco de baterías entrará en estado de carga y aprovechará la energía en exceso para cargarse.
- Cuando el banco batería está en estado de descarga y entrega energía superando su límite mínimo disponible, el banco de baterías entra en estado de descarga profunda.
- Si el banco de baterías se encuentra en estado de descarga profunda, este no entrará en estado de descarga hasta que haya recuperado su capacidad máxima disponible.

Con las condiciones definidas, se realiza la simulación del banco de baterías con capacidades de 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 550, 600, 650, 700, 750, 800, 850, 900, 950 y 1000 [kWh] cada una para los 365 días del año 2018.

Al final de la simulación obtiene: la eficiencia de cada banco de baterías definido por el porcentaje de aprovechamiento de energía en las fluctuaciones crecientes, decrecientes y de energía exógena, el número de descargas profundas que determinarán los años de vida útil del banco de baterías y la desviación estándar que representará la linealización de la curva de potencia del sistema térmico.

Posteriormente se realiza un análisis económico con los resultados obtenidos del programa para el sistema actual y con la integración del sistema fotovoltaico, de tal manera que se pueda seleccionar el banco de baterías óptimo que mejor convenga para ambos casos.

2.3 Modelamiento del sistema

Se realizó la simulación de un micro sistema como una alternativa para analizar el comportamiento del sistema actual, al incluir un banco de baterías y ante distintas perturbaciones externas.

2.3.1 Parametrización del sistema

Para el presente proyecto se trabajó con las librerías de Matlab y Mathworks, las cuales se usaron para modelar las máquinas y elemento pasivos de la red, a continuación, se detallará la parametrización y consideraciones usadas para cada elemento.

Generación térmica, son 4 generadores sincrónicos, cada uno con un gobernador y un sistema de excitación, que representa el comportamiento dinámico del generador, en la Tabla 2.7, se definen los parámetros ingresados en el subsistema de generación térmico, recalando que el G4, funcionara como una barra slack para el sistema, debido a sus capacidades mecánicas que le ayudan a mantener la frecuencia del sistema ante las perturbaciones, cabe recalcar que este sistema estará a 1.04 [p.u], de su tensión nominal, esto debido a consideraciones de caída de tensión y perdidas.

Generador	Barra	Potencia instalada [kVA]	Tensión [V]	Tipo
G1	1	650	480	PV
G2	1	650	480	PV
G3	1	650	480	PV
G4	1	1000	480	Slack
Total		2950	480	

Tabla 2.7 Generadores térmicos conectados en el sistema

Generación eólica, se simulará usando la curva de potencia del aerogenerador, tal como se muestra en la Figura 1.2, se considerará un

viento de 5 [m/s], el cual representa el 6.9%(55.2 [kW]) de la capacidad de cada aerogenerador, siendo el menor promedio de generación eólica, de las estaciones invierno y verano.

Generador	Barra	Potencia Instalada [kW]	Tensión [V]	Potencia [kW]
G5	2	800	480	55.2
G6	2	800	480	55.2
G7	2	800	480	55.2
Total		2400	480	165.6

Tabla 2.8 Generadores eólicos conectados en el sistema

Transformadores de potencia y líneas de transmisión, se considerarán elementos ideales para su simulación, los transformadores conexión delta-estrella para generación, con una alta resistencia en paralelo para su correcta simulación, los datos de potencia y tensión están definidos según el elemento activo o pasivo el cual interconecten, las líneas de transmisión son consideradas líneas cortas, con un conductor 1/0 AWG.

Los disyuntores o breaker trifásicos, serán simulados idealmente, el tiempo de apertura o cierra, será definido una vez se analizados los casos de estudios, para este sistema consideraremos un tiempo de retorno a posición inicial de cinco segundos posteriores a la operación, de ser requeridos en el análisis.

Las fallas, serán trifásicas a tierra con una resistencia de falla de 0.01 [Ω] y una resistencia a tierra de 0.001[Ω].

Banco de baterías, implementa una batería genérica que simula los efectos de una batería de Ion de Litio.

En la Tabla 2.9, podemos ver los parámetros de voltaje nominal, que representa el final de la zona lineal de descarga, la capacidad de amperios

nominal a tensión nominal, la potencia nominal por hora esperada en condiciones nominales, el estado inicial o capacidad actual de carga, los parámetros de descarga se determinan según los datos nominales ya establecido.

Tipo	Tensión nominal [Vdc]	Capacidad nominal [Ah]	Potencia nominal [kWh]	Estado inicial de carga [%]
Ion Litio	510	1200	612	100

Tabla 2.9 Parámetros del banco de baterías

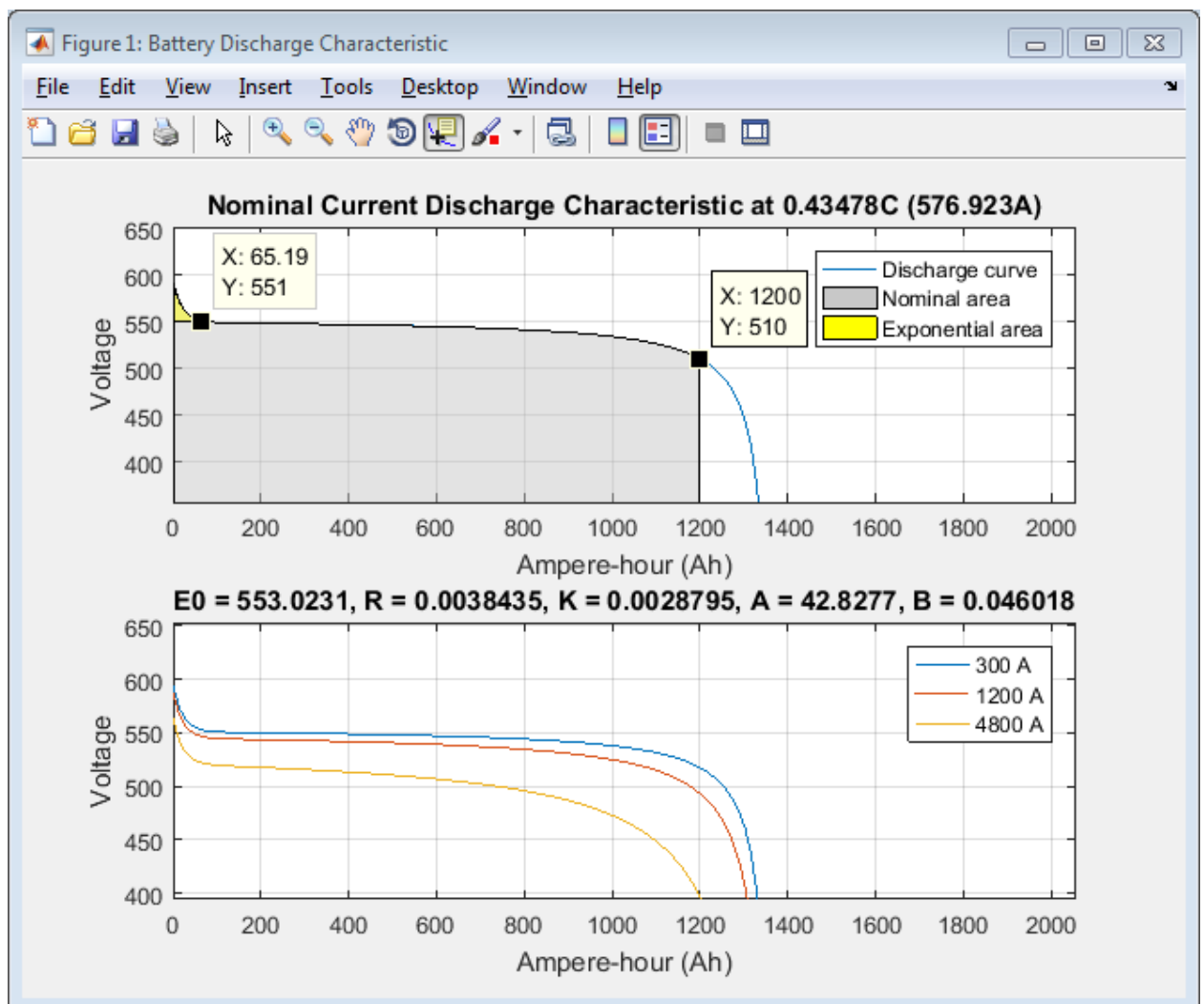


Figura 2.17: Curva operación en descarga de baterías

La Figura 2.19, permite entender el funcionamiento del banco de baterías durante la simulación, específicamente en el momento de descarga, no obstante, cuando la corriente tome valores negativos, esta representara el estado de carga de las baterías, que variara según la tensión aplicada.

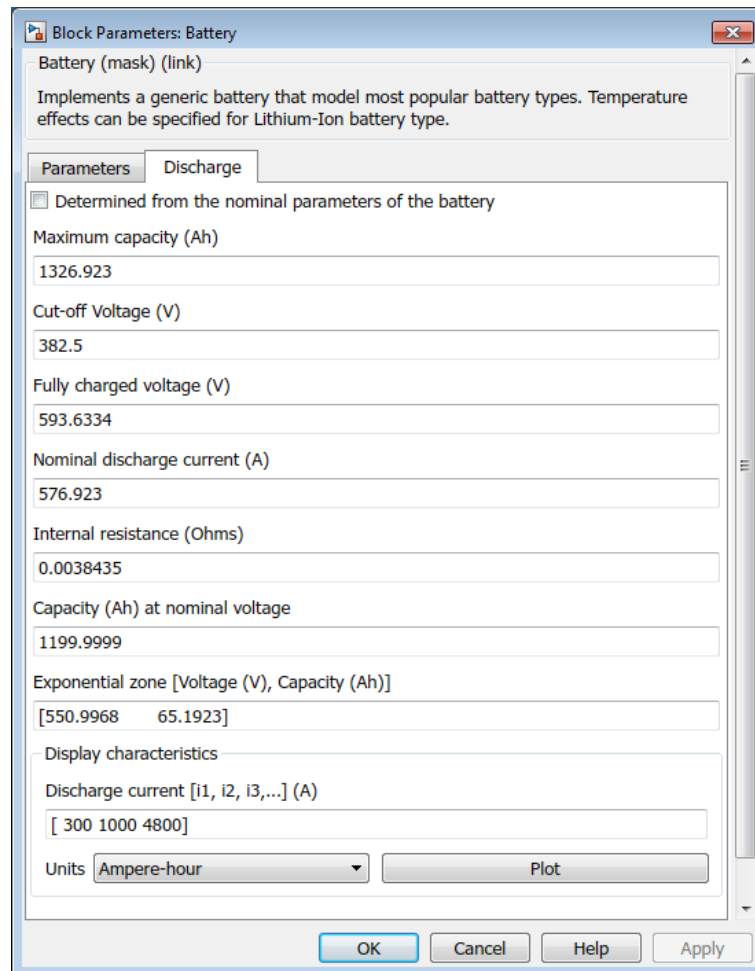


Figura 2.18 Parámetros de descarga del banco de baterías

La Figura 2.18, muestra los parámetros de funcionamiento del banco de baterías, siendo estos mismo los que permitirán analizar su estado durante las simulaciones.

Convertidor DC-AC para baterías, consiste en un bloque “Universal bridge”, actuando como un IGBT de trifásico y mediante a un generador de 6 pulsos de onda modulada, se controla la conversión de directa a alterna.

Filtro LC, debido al uso de un convertidor DC-AC, la onda generada posee armónicos los cuales se deberán filtrar para atenuar los problemas tanto de voltajes como de frecuencia en el sistema.

2.3.2 Proceso de modelación

Para analizar el comportamiento de las baterías en el sistema se analizan 2 casos de estudio, siendo el primero el caso base del sistema, el cual es una aproximación del comportamiento del sistema actual y el segundo representa el sistema actual en conjunto con el banco de baterías.

Se realizan análisis de estabilidad de estado estable, observando el comportamiento de las baterías en las revoluciones del rotor del generador térmico, debido a que este regula todo el sistema, este análisis se considera mediante la simulación de contingencias y aumento o reducción de carga.

El análisis de estado dinámico, se dará bajo la simulación de fallas en el sistema, con el fin de observar la respuesta del sistema.

Análisis de contingencias

Se consideraron desconexiones de unidades de generación eólica mediante los disyuntores a partir del tiempo de asentamiento que tomen los casos de estudio base, para evitar problemas de inestabilidad del sistema, a su vez se definirá el tiempo de apertura o cierre de ser necesario, esto se realizó con la finalidad de analizar el comportamiento del banco de baterías en el sistema.

Análisis de variación de carga

Se realizaron incrementos y decrementos de carga de 50 [kW], ya que, según el análisis de la carga anual, cada 15 [min] el incremento de carga promedio fue de 48 [kW] y el decremento de 42 [kW], por ende, se asumió el peor caso para ambas, con el fin de analizar el comportamiento del banco de baterías en el sistema.

CAPÍTULO 3

3. Análisis de resultados

En el siguiente capítulo se realiza la simulación y explicación del programa realizado, se efectúa un análisis económico para la elección del banco de baterías óptimo, y se realiza un análisis de estabilidad del sistema modelado.

3.1 Funcionamiento del programa

Con el programa se realizan las simulaciones para cada capacidad descrita en el capítulo anterior. A continuación, se muestra el comportamiento del banco de baterías durante la simulación para una capacidad establecida en 600 [kWh].

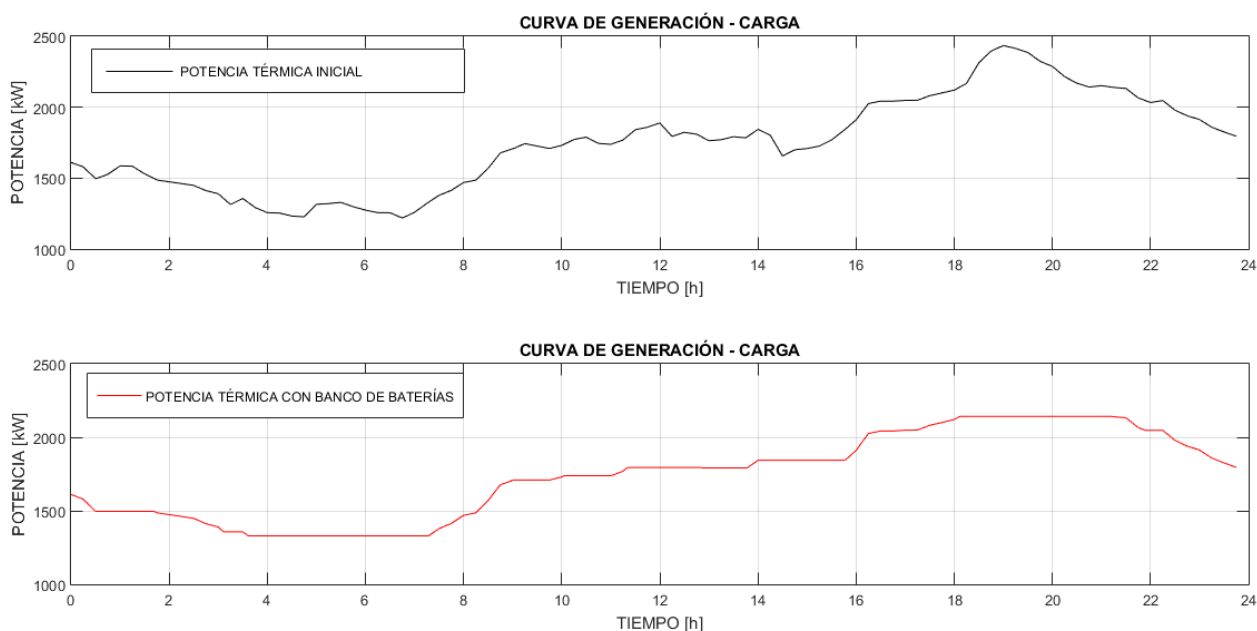


Figura 3.1 Potencia térmica con acción del banco de baterías

En la Figura 3.1 parte superior, se muestra la curva inicial de potencia térmica para un día del año 2018 en la que se puede observar diversas fluctuaciones producidas por el sistema eólico, con la acción del banco de baterías estas fluctuaciones se ven reducidas considerablemente linealizando en partes la curva de potencia térmica como se puede observar en la parte inferior de la Figura 3.1.

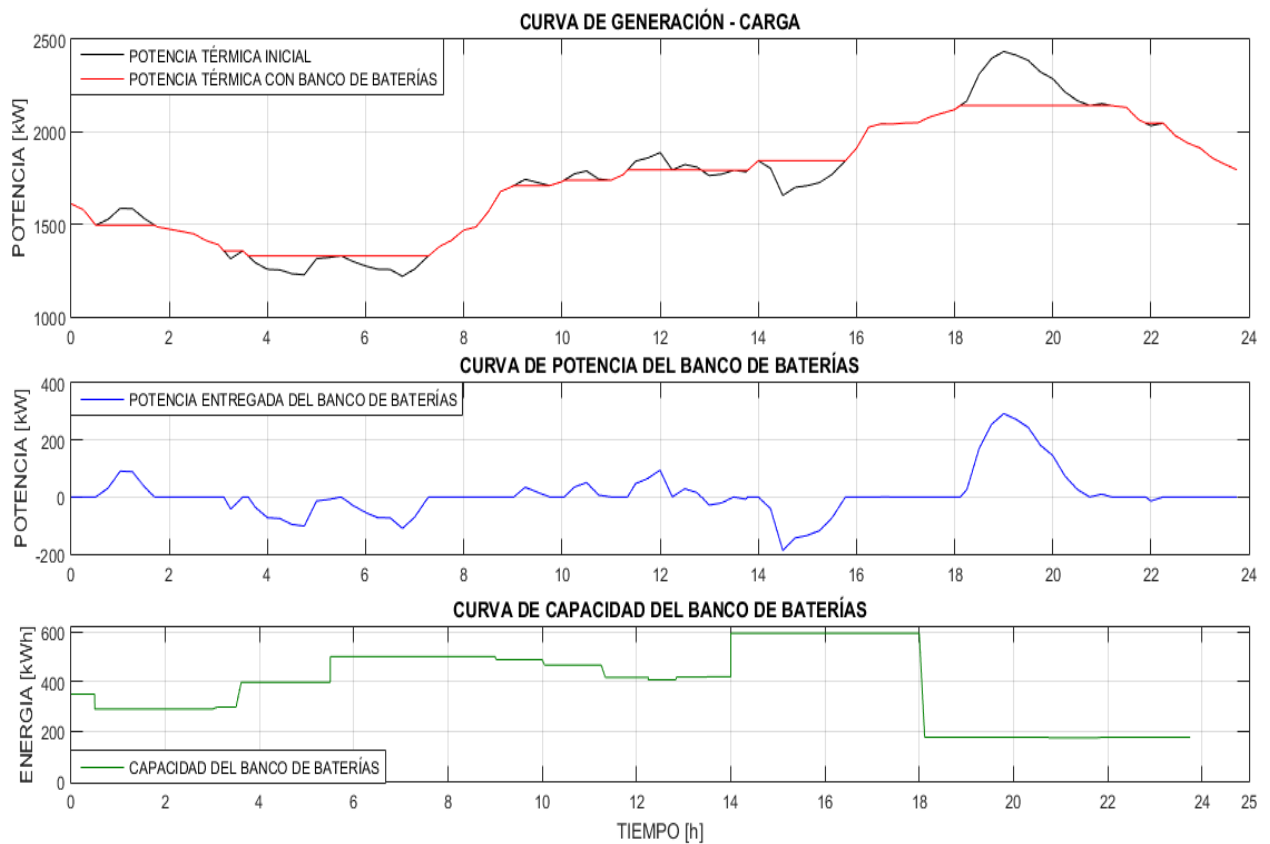


Figura 3.2 Comportamiento del banco de baterías en estado de carga y descarga

De la Figura 3.2, se observa en la primera curva la potencia térmica inicial y la potencia térmica con la acción del banco de baterías. La curva de potencia del banco de baterías muestra el flujo de potencia utilizada para suplir las fluctuaciones en la curva de generación térmica. Cuando los valores son positivos el banco de baterías se encuentra en estado de descarga y se inyecta energía a la red, reduciendo la generación térmica; mientras que, cuando los valores de potencia son negativos el banco de baterías se encuentra en estado de carga y recibe energía del sistema térmico para cargarse. En la curva de capacidad del banco de baterías se muestra la energía disponible para poder suplir dichas fluctuaciones; si el banco de baterías se encuentra en su capacidad máxima no cambiará a estado de carga, por lo tanto, no recibirá potencia del sistema térmico; en cambio, si el

banco de baterías llega a su capacidad mínima cambiará a estado de descarga profunda y no podrá inyectar energía a la red hasta que se cargue a su capacidad máxima.

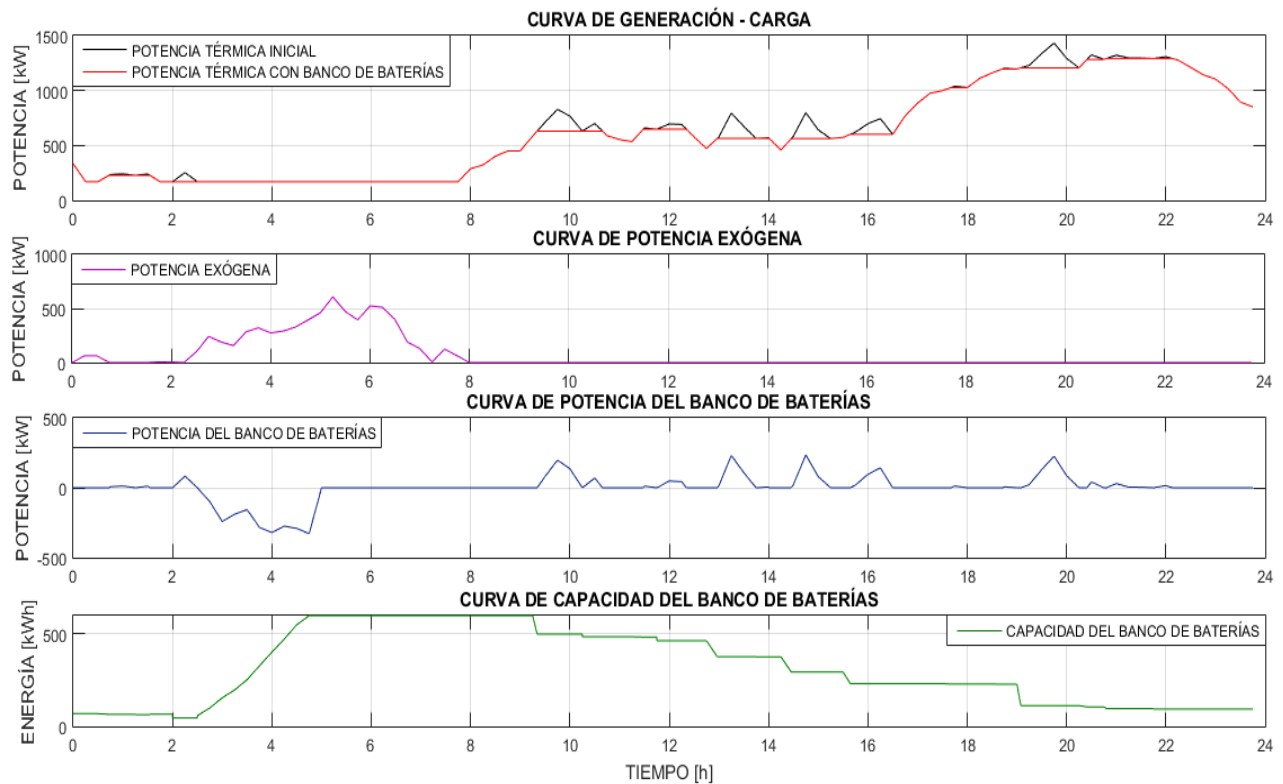


Figura 3.3 Comportamiento del banco de baterías con presencia de energía exógena

En los días que existe energía eólica en exceso como es el caso que se muestra en la Figura 3.3, el sistema térmico es llevado a sus valores mínimos de generación en ese intervalo de tiempo. La curva de potencia del banco de baterías muestra en el intervalo exógeno, como se carga con el excedente de energía y luego cuando llega a su capacidad máxima, esta potencia se mantiene constante ya que no recibirá ni entregará energía a la red. La energía exógena que existe en el día será aprovechada por el banco de baterías y la utilizará para cargarse, como se muestra en la curva de capacidad del banco de baterías; aprovechando la energía en exceso y cargándose hasta llegar al máximo de su capacidad.

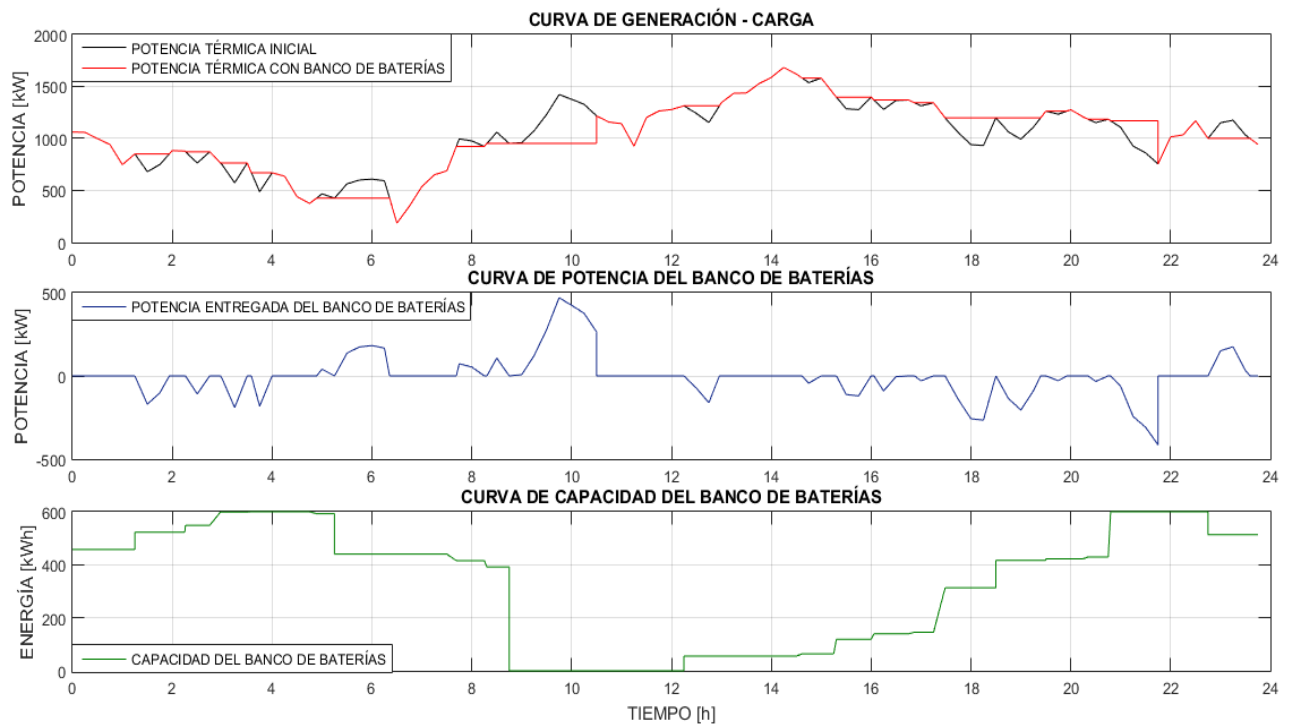


Figura 3.4 Comportamiento del banco de baterías ante una descarga profunda

En el caso en que exista un día con descarga profunda, como se muestra en la Figura 3.4, el banco de baterías no entregará energía a la red hasta que se haya cargado a su capacidad máxima. Después de eso ya podrá realizar ciclos de carga y descarga con normalidad hasta que vuelva a darse un caso de descarga profunda. En la curva de capacidad se observa el comportamiento del banco de baterías cuando este llega a su valor mínimo, mismo que después de un periodo de solo carga llega a su capacidad máxima para que le sea posible descargar nuevamente; tal y como se observa en el intervalo de tiempo final.

3.2 Resultados del programa

Al finalizar las simulaciones tanto para el sistema eléctrico inicial y para el sistema con la integración del campo fotovoltaico, se obtiene como resultados tablas que muestran el porcentaje de aprovechamiento de energía, el número de descargas profundas al año y la desviación estándar para todas las capacidades del banco de baterías definidas anteriormente. Con estas tablas se procede a realizar un análisis económico para la selección del banco de baterías óptimo.

3.2.1 Sistema de generación térmica y eólica

Para poder realizar una comparación en el porcentaje de aprovechamiento para cada banco de baterías, se calculó la energía total existente en todas las variaciones crecientes, decrecientes y de energía renovable en exceso, como se muestra en la Tabla 3.1.

Energía total para descarga [kWh/año]	Energía total para carga [kWh/año]	Energía total exógena [kWh/año]
274,890	284,720	98,362

Tabla 3.1 Energía total disponible en fluctuaciones del año 2018

El total de energía calculado en las variaciones crecientes es igual a la energía total que debería entregar el banco de baterías en su estado de descarga, el total calculado de energía en las variaciones decrecientes es igual a la energía total que puede recibir el banco de baterías del sistema térmico para poder cargarse en su estado de carga, y el total de energía exógena es igual al total de energía en exceso que existe en el sistema que es aprovechado por el banco de baterías para poder cargarse.

Capacidad del banco de baterías [kWh]	Porcentaje de aprovechamiento de energía			
	En descarga [%]	En carga [%]	Exógena [%]	Total [%]
100	26.832	37.607	5.6476	32.314
150	31.031	40.851	6.2729	36.027
200	34.04	42.293	6.8463	38.239
250	36.881	42.626	7.1379	39.804
300	38.832	41.191	7.8172	40.032
350	40.585	42.747	9.0105	41.685
400	42.036	43.56	8.7662	42.811
450	42.762	44.91	7.8612	43.855
500	43.102	44.734	8.1336	43.933
550	44.177	44.189	9.4852	44.183
600	45.318	44.046	10.86	44.671
650	46.112	44.092	12.778	45.084
700	46.971	44.246	13.419	45.584
750	47.509	44.454	13.969	45.955
800	47.835	44.314	14.225	46.043
850	48.44	45.576	13.382	46.983
900	48.82	45.997	13.546	47.383
950	49.504	46.676	14.346	48.065
1000	50.448	46.65	15.372	48.515

Tabla 3.2 Porcentajes de aprovechamiento de energía del año 2018

En la Tabla 3.2, se muestra los porcentajes de aprovechamiento con respecto a los valores totales de energía mostrada en la Tabla 3.1, de los cuales se observa que a medida que el banco de baterías aumenta en capacidad, el aprovechamiento de energía también aumenta, siendo la

capacidad máxima la de mayor porcentaje, pero mostrando que no existe una diferencia marcada con las de media capacidad.

Capacidad del banco de baterías [kWh]	Número de descargas profundas al año
100	585
150	419
200	323
250	274
300	232
350	195
400	166
450	151
500	129
550	116
600	103
650	95
700	91
750	78
800	73
850	69
900	69
950	68
1000	61

Tabla 3.3 Número de descargas profundas al año

El número de descargas profundas fue determinado por el número de veces que el banco de baterías llega a su capacidad mínima en pleno funcionamiento. De la Tabla 3.3 se observa que, al tener una capacidad

pequeña, el número de descargas profundas al año fue mayor, lo que significa que este banco de baterías tendrá una vida útil menor a comparación con los que tienes una capacidad más grande.

Capacidad del banco de baterías [kWh]	Desviación estándar
100	1476.7
150	1469.1
200	1488.2
250	1484.4
300	1470.5
350	1466.1
400	1468.3
450	1465.60
500	1470.2
550	1458.9
600	1457
650	1460.7
700	1457.5
750	1456.9
800	1456
850	1454
900	1457.4
950	1454
1000	1453

Tabla 3.4 Desviación estándar

Se realizó el cálculo de la desviación estándar, ya que es un indicador que denota el comportamiento de los datos obtenido con respecto a un valor

medio. Para este caso podemos interpretarlo como un factor de linealidad, es decir que podemos comparar que capacidad del banco de baterías linealizó más a la curva de generación del sistema térmico. La desviación estándar se la calculó para cada día del año, comparando un valor medio de potencia diaria con la curva de potencia con banco de baterías. Los resultados se muestran en la Tabla 3.4, mismos que indican que a mayor capacidad se tiene una menor desviación estándar, y a menor desviación estándar se obtiene una mayor linealización de la curva de potencia.

3.2.2 Sistema de generación térmica, eólica y fotovoltaico

Con la integración del sistema fotovoltaico, se espera un incremento de energía exógena y una disminución de las variaciones de potencia térmica por el ingreso de una nueva fuente de generación eléctrica.

Energía total para descarga [kWh/año]	Energía total para carga [kWh/año]	Energía total exógena [kWh/año]
250,610	291,670	297,740

Tabla 3.5 Energía total disponible en fluctuaciones del año 2018 con el sistema fotovoltaico

En la Tabla 3.5, se muestran los nuevos valores de energía en las fluctuaciones del año 2018 con el sistema fotovoltaico conectado. La energía disponible en las variaciones creciente disminuyó, y la energía total para descarga paso de 274,890 [kW/año] en el sistema inicial a un valor de 250,610 [kW/año] en el nuevo sistema, debido a que las variaciones decrecientes del sistema eólico disminuyeron por la integración del sistema fotovoltaico. Por esta misma razón la energía total para carga aumentó de 284,720 [kW/año] a un valor de 291,670 [kW/año], incrementando la magnitud de las variaciones crecientes del sistema eólico. Por último, existió un incremento en el total de energía exógena, que paso de 98,362 [kW/año] a 297,740 [kW/año] por la integración del sistema fotovoltaico.

Capacidad del banco de baterías [kWh]	Porcentaje de aprovechamiento de energía			
	En descarga [%]	En carga [%]	Exógena [%]	Total [%]
100	25.968	38.377	2.7133	32.643
150	30.755	39.885	3.3051	35.666
200	34.514	40.754	3.8073	37.87
250	37.519	41.354	4.2767	39.582
300	40.161	43.275	4.2538	41.836
350	42.161	43.917	4.413	43.105
400	43.955	44.74	4.4274	44.377
450	44.932	43.961	4.7656	44.41
500	46.085	44.018	5.0451	44.973
550	47.26	45.026	5.1541	46.058
600	48.39	44.719	5.2486	46.416
650	49.332	45.876	5.4788	47.473
700	49.549	45.211	5.5638	47.216
750	50.018	45.613	5.4811	47.648
800	50.515	46.297	5.3308	48.246
850	52.072	45.978	6.2069	48.794
900	52.682	46.059	6.534	49.12
950	53.253	47.108	6.6145	49.948
1000	54.066	46.423	6.6191	49.955

Tabla 3.6 Porcentajes de aprovechamiento de energía del año 2018 con el sistema fotovoltaico

Los porcentajes de aprovechamiento que se muestran en la Tabla 3.6, tienen el mismo comportamiento que se mostró en la Tabla 3.2, que, a mayor capacidad en el banco de baterías, mayor será el aprovechamiento de energía.

Capacidad del banco de baterías [kWh]	Número de descargas profundas al año
100	492
150	367
200	290
250	234
300	199
350	164
400	147
450	119
500	99
550	89
600	79
650	73
700	67
750	61
800	57
850	52
900	50
950	43
1000	42

Tabla 3.7 Número de descargas profundas al año con el sistema fotovoltaico

Al disminuir la energía total en las fluctuaciones, la energía que debió entregar el banco de baterías también disminuyó, por lo que el número de descargas profundas al año para todas las capacidades se ven reducidas, aunque el comportamiento siguió siendo el mismo; tal como se observa en la Tabla 3.7.

Capacidad del banco de baterías [kWh]	Desviación estándar
100	1769.80
150	1773.30
200	1778.80
250	1770.70
300	1756.20
350	1753.80
400	1760.90
450	1768.30
500	1746.90
550	1750.80
600	1744.50
650	1746.90
700	1739.60
750	1738.50
800	1748.10
850	1722.90
900	1723.90
950	1719.30
1000	1718.50

Tabla 3.8 Desviación estándar con el sistema fotovoltaico

La Tabla 3.8 muestra los valores de desviación estándar con la integración del sistema fotovoltaico, en la cual, de igual manera que la Tabla 3.4, el banco de baterías con la capacidad más grande es el que presenta un menor valor de desviación estándar; por lo tanto, es el que linealiza más la curva de potencia del sistema térmico.

3.3 Análisis económico

Se realizó un análisis económico para las dos propuestas planteadas, el sistema eléctrico de la isla San Cristóbal con un banco de baterías óptimo sin la integración de un sistema fotovoltaico y con la integración de un sistema fotovoltaico. Cuyo objetivo fue el de obtener el precio de la energía del banco de baterías, para poder seleccionar la opción que represente una mejor inversión, y posteriormente se realizó otro análisis que nos indique el banco de baterías que tiene el mejor índice de linealidad; para que, de esta manera, con los dos resultados, el precio de la energía y el análisis de linealidad, seleccionar el banco de baterías óptimo.

Como se mencionó en el capítulo anterior, las celdas que se utilizaron son las de “Alta Calidad Ion Litio Lifepo4” de la marca A&S POWER, con un voltaje de 12 [V], una capacidad de 100 [Ah] y 2000 [ciclos], con un costo de \$425.52 por unidad. Estas celdas se utilizaron para formar los bancos de baterías de diferentes capacidades que se analizaron. El voltaje del banco de baterías es de 500 [Vdc] obtenido del estudio del sistema fotovoltaico realizado en el capítulo 2.

Para formar el banco de baterías, se deben colocar un cierto número de celdas en serie y en paralelo hasta obtener la capacidad y el voltaje del banco de baterías deseado.

Capacidad del banco de baterías [kWh]	Número de celdas	Costo del banco de baterías
100	84	\$35,743.68
150	126	\$53,615.52
200	168	\$71,487.36
250	210	\$89,359.20
300	252	\$107,231.04
350	294	\$125,102.88
400	336	\$142,974.72
450	378	\$160,846.56
500	420	\$178,718.40
550	462	\$196,590.24
600	504	\$214,462.08
650	546	\$232,333.92
700	588	\$250,205.76
750	630	\$268,077.60
800	672	\$285,949.44
850	714	\$303,821.28
900	750	\$321,693.12
950	798	\$339,564.96
1000	840	\$357,436.80

Tabla 3.9 Costo del banco de baterías para diferentes capacidades

De la Tabla 3.9, se observa el costo del banco de baterías para todas las capacidades que se han analizado y el número de celdas que se utilizaron para formar el banco de baterías. El costo se obtiene de la multiplicación del costo de la celda por el número de celdas que se necesitaron para formar la capacidad.

3.3.1 Análisis económico para el sistema de generación térmica y eólico.

El precio de la energía de cada banco de baterías [\$/kWh] se lo obtuvo entre la división del costo real [\$] y la energía total producida [kWh] de cada banco de baterías para un mismo periodo de tiempo de 25 años y una tasa interna de retorno del 10%.

Para la determinación del costo real del banco de baterías se debió obtener, el costo del banco de baterías mostrado en la Tabla 3.9 llevado a valor presente, el costo de cargar el banco de baterías mediante energía térmica y el beneficio de la reparación ambiental obtenido con la implementación del banco de baterías.

Para la obtención del costo del banco de baterías en su valor presente, se debió calcular la vida útil para cada capacidad analizada para después obtener su valor.

Capacidad del banco de baterías [kWh]	Número de descargas profundas al año	Vida útil [años]	Costo banco baterías en valor presente
100	585	3.419	\$214,636.23
150	419	4.773	\$223,569.50
200	323	6.192	\$257,151.38
250	274	7.299	\$281,236.43
300	232	8.620	\$276,673.81
350	195	10.256	\$289,235.79
400	166	12.048	\$282,759.10
450	151	13.245	\$293,325.64
500	129	15.504	\$273,032.97
550	116	17.241	\$279,515.58
600	103	19.417	\$274,706.43
650	95	21.052	\$272,464.32
700	91	21.978	\$281,254.02

750	78	25.641	\$268,077.60
800	73	27.397	\$285,949.44
850	69	28.985	\$303,821.28
900	69	28.985	\$321,693.12
950	68	29.412	\$339,564.96
1000	61	32.787	\$357,436.80

Tabla 3.10 Costo del banco de baterías en valor presente

La vida útil de cada banco de baterías se la obtuvo de la división entre el número de descargas profundas que soporta cada celda (2000 [ciclos]) y el número de descargas profundas al año que se obtuvieron de la simulación. El costo del banco de baterías se lo obtuvo llevando cada costo inicial a valor presente y realizando reinversiones si este fuese el caso, para un periodo de análisis de 25 años, como se muestra en la Tabla 3.10.

El costo de carga del banco de baterías se lo obtiene mediante el cálculo de la energía total que utilizó el banco de baterías para cargarse y del costo de la energía del sistema térmico.

La energía total disponible para cargar el banco de baterías es de 284.720 [kW/año] y el costo de la energía del sistema térmico es de 0.2965 [\$/kWh].

Capacidad del banco de baterías [kWh]	Porcentaje de aprovechamiento de energía para carga [%]	Energía utilizada para carga [kWh/año]	Costo de la energía utilizada para carga en valor presente
100	37.607	107074.6504	\$288,174.54
150	40.851	116310.9672	\$313,032.63
200	42.293	120416.6296	\$324,082.38
250	42.626	121364.7472	\$326,634.09
300	41.191	117279.0152	\$315,637.98
350	42.747	121709.2584	\$327,561.28

400	43.56	124024.032	\$333,791.13
450	44.91	127867.752	\$344,135.90
500	44.734	127366.6448	\$342,787.25
550	44.189	125814.9208	\$338,611.03
600	44.046	125407.7712	\$337,515.25
650	44.092	125538.7424	\$337,867.74
700	44.246	125977.2112	\$339,047.81
750	44.454	126569.4288	\$340,641.67
800	44.314	126170.8208	\$339,568.88
850	45.576	129763.9872	\$349,239.32
900	45.997	130962.6584	\$352,465.35
950	46.676	132895.9072	\$357,668.39
1000	46.65	132821.88	\$357,469.15

Tabla 3.11 Costo de la energía utilizada para carga en valor presente

En la Tabla 3.11, se observa la energía total utilizada para cargar el banco de baterías que es resultado de la multiplicación entre el porcentaje de aprovechamiento de energía para carga y la energía total disponible para carga. El costo de carga del banco de baterías se lo obtiene por la multiplicación entre el precio de la energía del sistema térmico y la energía total utilizada para cargar en todo el periodo de análisis.

La reparación ambiental es un beneficio obtenido por no emitir toneladas de CO₂ al ambiente, su precio se estable mediante el banco mundial y es de 80 dólares por toneladas de CO₂ [\$/ton CO₂].

Las toneladas de CO₂ no emitidas se las obtuvo con la energía descargada por el banco de baterías y transformadas a toneladas de CO₂.

La energía total disponible para descarga del banco de baterías es de 274.890 [kWh/año], y el factor de conversión de energía a toneladas de CO₂ es de 0.385 [tonCO₂/kWh*1000].

Capacidad del banco de baterías [kWh]	Porcentaje de aprovechamiento de energía para descarga [%]	Energía entregada en descarga [kWh/año]	Toneladas de CO₂ no emitidas	Reparación ambiental
100	26.832	73758.4848	709.9254162	\$56,794.03
150	31.031	85301.1159	821.0232405	\$65,681.86
200	34.04	93572.556	900.6358515	\$72,050.87
250	36.881	101382.1809	975.8034912	\$78,064.28
300	38.832	106745.2848	1027.423366	\$82,193.87
350	40.585	111564.1065	1073.804525	\$85,904.36
400	42.036	115552.7604	1112.195319	\$88,975.63
450	42.762	117548.4618	1131.403945	\$90,512.32
500	43.102	118483.0878	1140.39972	\$91,231.98
550	44.177	121438.1553	1168.842245	\$93,507.38
600	45.318	124574.6502	1199.031008	\$95,922.48
650	46.112	126757.2768	1220.038789	\$97,603.10
700	46.971	129118.5819	1242.766351	\$99,421.31
750	47.509	130597.4901	1257.000842	\$100,560.07
800	47.835	131493.6315	1265.626203	\$101,250.10
850	48.44	133156.716	1281.633392	\$102,530.67
900	48.82	134201.298	1291.687493	\$103,335.00
950	49.504	136081.5456	1309.784876	\$104,782.79
1000	50.448	138676.5072	1334.761382	\$106,780.91

Tabla 3.12 Reparación ambiental

La energía descargada se la obtuvo de la multiplicación entre el porcentaje de aprovechamiento y la energía disponible para descarga en el periodo de análisis, y el precio de la reparación ambiental se la obtuvo de las toneladas de CO₂ no emitidas al ambiente, tal como se muestra en la Tabla 3.12.

Y, por último, el precio de la energía del banco de baterías se la obtuvo entre la división del costo real del banco de baterías y la energía total descargada por el banco de baterías en el periodo de análisis.

Capacidad del banco de baterías [kWh]	Costo banco baterías en valor presente	Costo de la energía utilizada para carga en valor presente	Reparación ambiental	Costo real del banco de batería	Energía total entregada en el periodo [kWh]	Precio de la energía del banco de baterías [\$/kWh]
	[1]	[2]	[3]	[4] = [1+2-3]	[5]	[6] = [4 / 5]
100	\$214,636.23	\$288,174.54	\$56,794.03	\$446,016.74	1843962.12	0.242
150	\$223,569.50	\$313,032.63	\$65,681.86	\$470,920.28	2132527.90	0.221
200	\$257,151.38	\$324,082.38	\$72,050.87	\$509,182.89	2339313.90	0.218
250	\$281,236.43	\$326,634.09	\$78,064.28	\$529,806.24	2534554.52	0.209
300	\$276,673.81	\$315,637.98	\$82,193.87	\$510,117.92	2668632.12	0.191
350	\$289,235.79	\$327,561.28	\$85,904.36	\$530,892.71	2789102.66	0.190
400	\$282,759.10	\$333,791.13	\$88,975.63	\$527,574.60	2888819.01	0.183
450	\$293,325.64	\$344,135.90	\$90,512.32	\$546,949.22	2938711.54	0.186
500	\$273,032.97	\$342,787.25	\$91,231.98	\$524,588.24	2962077.20	0.177
550	\$279,515.58	\$338,611.03	\$93,507.38	\$524,619.22	3035953.88	0.173
600	\$274,706.43	\$337,515.25	\$95,922.48	\$516,299.19	3114366.25	0.166
650	\$272,464.32	\$337,867.74	\$97,603.10	\$512,728.96	3168931.92	0.162
700	\$281,254.02	\$339,047.81	\$99,421.31	\$520,880.52	3227964.55	0.161
750	\$268,077.60	\$340,641.67	\$100,560.07	\$508,159.20	3264937.25	0.156
800	\$285,949.44	\$339,568.88	\$101,250.10	\$524,268.22	3287340.79	0.159
850	\$303,821.28	\$349,239.32	\$102,530.67	\$550,529.92	3328917.90	0.165
900	\$321,693.12	\$352,465.35	\$103,335.00	\$570,823.47	3355032.45	0.170
950	\$339,564.96	\$357,668.39	\$104,782.79	\$592,450.56	3402038.64	0.174
1000	\$357,436.80	\$357,469.15	\$106,780.91	\$608,125.04	3466912.68	0.175

Tabla 3.13 Precio de la energía del banco de baterías

En la Tabla 3.13, se muestra en resumen el cálculo del precio total de la energía del banco de baterías para cada capacidad, que representa el precio mínimo para recuperar la inversión realizada. Con el precio establecido por cada capacidad se puede elegir el banco de baterías económico, pero es necesario el análisis de linealidad con la desviación estándar para elegir el óptimo.

3.3.2 Sistema de generación térmica, eólica y fotovoltaico

El cálculo del precio de la energía del banco de baterías con la integración del sistema fotovoltaico tendrá el mismo periodo de análisis de 25 años y la misma tasa interna de retorno de 10% usados en el análisis del sistema inicial, para realizar la comparación entre los dos sistemas.

Para obtener el costo del banco de baterías en valor presente, se utilizó de igual forma el número de descargas profundas, la vida útil del banco de baterías, el periodo de análisis y la tasa interna de retorno.

Capacidad del banco de baterías [kWh]	Número de descargas profundas al año	Vida útil [años]	Costo banco baterías en valor presente
100	492	4.07	\$176,203.74
150	367	5.45	\$223,569.50
200	290	6.90	\$226,707.85
250	234	8.55	\$231,078.46
300	199	10.05	\$248,802.60
350	164	12.20	\$247,310.82
400	147	13.61	\$248,061.14
450	119	16.81	\$230,449.25
500	99	20.20	\$218,930.04
550	89	22.47	\$220,449.15
600	79	25.32	\$214,462.08

650	73	27.40	\$232,333.92
700	67	29.85	\$250,205.76
750	61	32.79	\$268,077.60
800	57	35.09	\$285,949.44
850	52	38.46	\$303,821.28
900	50	40.00	\$321,693.12
950	43	46.51	\$339,564.96
1000	42	47.62	\$357,436.80

Tabla 3.14 Costo del banco de baterías en valor presente con el sistema fotovoltaico

Con la integración del sistema fotovoltaico, el número de descargas profundas resultantes de la simulación para cada banco de baterías son menores a comparación con el sistema inicial, lo que resulta en un incremento de la vida útil y a su vez una disminución en los costos de los bancos de baterías en su valor presente para el periodo de análisis, tal como se ve en la Tabla 3.14.

Para el cálculo del costo de la energía utilizada para cargar las baterías en valor presente, se utilizó como parámetros iniciales la energía total disponible para cargar el banco de baterías que es de 291.670 [kW/año] y el costo de la energía del sistema térmico correspondiente a 0.2965 [\$/kWh].

Capacidad del banco de baterías [kWh]	Porcentaje de aprovechamiento de energía para carga [%]	Energía utilizada para carga [kWh/año]	Costo de la energía utilizada para carga en valor presente
100	38.377	111934.1959	\$302,163.34
150	39.885	116332.5795	\$314,036.66
200	40.754	118867.1918	\$320,878.78

250	41.354	120617.2118	\$325,602.91
300	43.275	126220.1925	\$340,728.01
350	43.917	128092.7139	\$345,782.83
400	44.74	130493.158	\$352,262.76
450	43.961	128221.0487	\$346,129.26
500	44.018	128387.3006	\$346,578.06
550	45.026	131327.3342	\$354,514.60
600	44.719	130431.9073	\$352,097.42
650	45.876	133806.5292	\$361,207.12
700	45.211	131866.9237	\$355,971.21
750	45.613	133039.4371	\$359,136.37
800	46.297	135034.4599	\$364,521.88
850	45.978	134104.0326	\$362,010.22
900	46.059	134340.2853	\$362,647.98
950	47.108	137399.9036	\$370,907.34
1000	46.423	135401.9641	\$365,513.95

Tabla 3.15 Costo de la energía utilizada para carga en valor presente con el sistema fotovoltaico

En la Tabla 3.15, se observa el costo de la energía para carga del banco de baterías con la integración sistema fotovoltaico, a comparación con el costo del sistema inicial; estos valores son mayores debido al incremento de energía disponible para carga.

De igual forma, para la reparación ambiental se utilizó como parámetros la energía total disponible para descarga del banco de baterías, que es de 250.610 [kWh/año], el factor de conversión de energía a toneladas de CO₂ igual a 0.385 [ton CO₂/kWh*1000] y su precio se mantendrá en 80 [\$/ton CO₂].

Capacidad del banco de baterías [kWh]	Porcentaje de aprovechamiento de energía para descarga [%]	Energía entregada en descarga [kWh/año]	Toneladas de CO₂ no emitidas	Reparación ambiental
100	25.968	65078.4048	634.308502	\$50,744.68
150	30.755	77075.1055	751.23837	\$60,099.07
200	34.514	86495.5354	843.05775	\$67,444.62
250	37.519	94026.3659	916.459516	\$73,316.76
300	40.161	100647.482	980.994446	\$78,479.56
350	42.161	105659.682	1029.84753	\$82,387.80
400	43.955	110155.626	1073.66875	\$85,893.50
450	44.932	112604.085	1097.53349	\$87,802.68
500	46.085	115493.619	1125.69729	\$90,055.78
550	47.26	118438.286	1154.39848	\$92,351.88
600	48.39	121270.179	1182.00048	\$94,560.04
650	49.332	123630.925	1205.01028	\$96,400.82
700	49.549	124174.749	1210.31084	\$96,824.87
750	50.018	125350.11	1221.76689	\$97,741.35
800	50.515	126595.642	1233.90689	\$98,712.55
850	52.072	130497.639	1271.93901	\$101,755.12
900	52.682	132026.36	1286.83921	\$102,947.14
950	53.253	133457.343	1300.78676	\$104,062.94
1000	54.066	135494.803	1320.64554	\$105,651.64

Tabla 3.16 Reparación ambiental con el sistema fotovoltaico

Con el sistema fotovoltaico integrado a la red, obtenemos una disminución de emisiones no emitidas de CO₂, lo que equivale a un menor ingreso en reparación ambiental comparado con el sistema inicial.

Finalmente, el precio de la energía del banco de baterías con el sistema fotovoltaico se observa en la Tabla 3.17.

Capacidad del banco de baterías [kWh]	Costo banco baterías en valor presente	Costo de la energía utilizada para carga en valor presente	Reparación ambiental	Costo real del banco de baterías	Energía total entregada en el periodo [kWh]	Precio de la energía del banco de baterías [\$/kWh]
	[1]	[2]	[3]	[4] = [1+2-3]	[5]	[6] = [4 / 5]
100	\$176,203.74	\$302,163.34	\$50,744.68	\$427,622.40	1647554.552	0.260
150	\$223,569.50	\$314,036.66	\$60,099.07	\$477,507.10	1951268.494	0.245
200	\$226,707.85	\$320,878.78	\$67,444.62	\$480,142.01	2189760.39	0.219
250	\$231,078.46	\$325,602.91	\$73,316.76	\$483,364.61	2380414.327	0.203
300	\$248,802.60	\$340,728.01	\$78,479.56	\$511,051.05	2548037.522	0.201
350	\$247,310.82	\$345,782.83	\$82,387.80	\$510,705.84	2674928.661	0.191
400	\$248,061.14	\$352,262.76	\$85,893.50	\$514,430.40	2788750.013	0.184
450	\$230,449.25	\$346,129.26	\$87,802.68	\$488,775.84	2850736.334	0.171
500	\$218,930.04	\$346,578.06	\$90,055.78	\$475,452.31	2923889.076	0.163
550	\$220,449.15	\$354,514.60	\$92,351.88	\$482,611.87	2998437.62	0.161
600	\$214,462.08	\$352,097.42	\$94,560.04	\$471,999.46	3070131.114	0.154
650	\$232,333.92	\$361,207.12	\$96,400.82	\$497,140.22	3129896.841	0.159
700	\$250,205.76	\$355,971.21	\$96,824.87	\$509,352.10	3143664.529	0.162
750	\$268,077.60	\$359,136.37	\$97,741.35	\$529,472.62	3173420.501	0.167
800	\$285,949.44	\$364,521.88	\$98,712.55	\$551,758.77	3204952.949	0.172
850	\$303,821.28	\$362,010.22	\$101,755.12	\$564,076.38	3303737.701	0.171
900	\$321,693.12	\$362,647.98	\$102,947.14	\$581,393.96	3342439.499	0.174
950	\$339,564.96	\$370,907.34	\$104,062.94	\$606,409.35	3378666.919	0.179
1000	\$357,436.80	\$365,513.95	\$105,651.64	\$617,299.11	3430248.167	0.180

Tabla 3.17 Precio de la energía del banco de baterías con el sistema fotovoltaico

El precio de la energía del banco de baterías con la integración del sistema fotovoltaico es menor con respecto al sistema inicial, debido a que existió una disminución en el costo real del banco de baterías producto de la reducción del número de descargas profundas y aumento de la vida útil del banco de baterías, como se muestra en la Tabla 3.17.

3.4 Selección del banco de baterías óptimo

Se debe seleccionar un banco de baterías óptimo para los dos posibles sistemas, por lo cual seleccionaremos en primera instancia un banco de baterías óptimo para cada sistema.

La selección dependerá del costo real del banco de baterías, el precio de la energía y de la desviación estándar que como ya se mencionó anteriormente, indica que banco de baterías linealizó de mejor manera la curva de potencia del sistema térmico.

Para el sistema inicial se tiene los siguientes resultados.

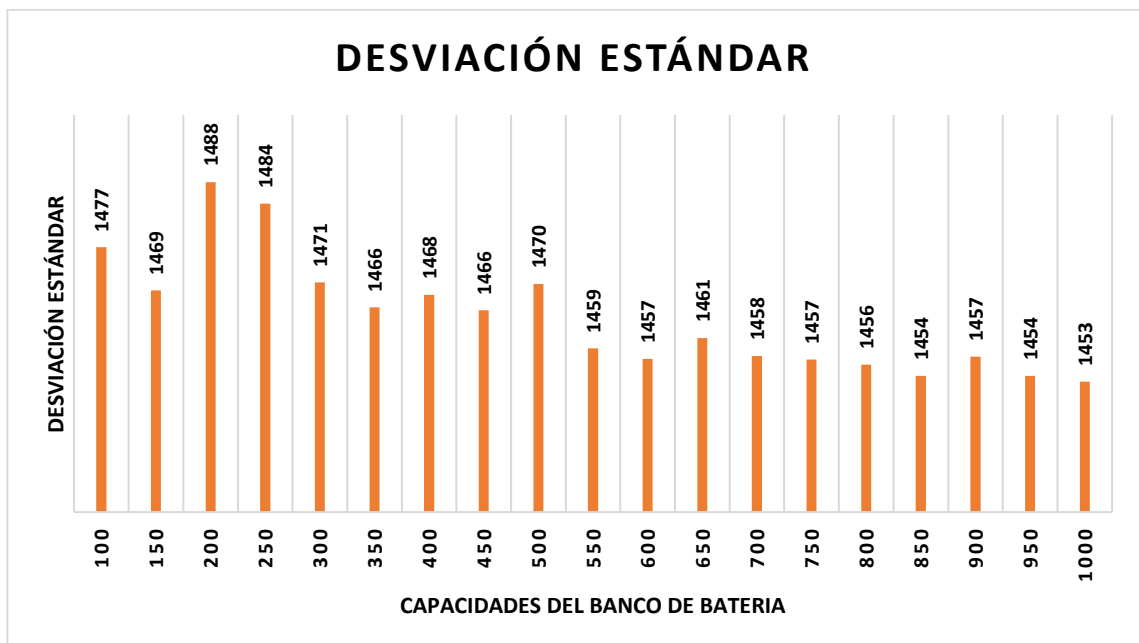


Figura 3.5 Desviación estándar sistema inicial

En la Figura 3.5, podemos observar los diferentes valores de desviación estándar para cada capacidad, indicando que mientras menor sea su valor,

más linealiza la curva de potencia del sistema térmico. Por lo que se puede concluir que las capacidades altas, entre 750 a 1000 [kWh], poseen una buena linealización; mientras que las capacidades medias, entre 400 a 700 [kWh], no linealizan tan bien al sistema a excepción de la capacidad de 600 [kWh] que muestra un valor de desviación estándar relativamente bajo.

Capacidad del banco de baterías [kWh]	Costo real del banco de baterías	Precio de la energía del banco de baterías [\$/kWh]	Desviación estándar
100	\$446,016.74	0.242	1477
150	\$470,920.28	0.221	1469
200	\$509,182.89	0.218	1488
250	\$529,806.24	0.209	1484
300	\$510,117.92	0.191	1471
350	\$530,892.71	0.190	1466
400	\$527,574.60	0.183	1468
450	\$546,949.22	0.186	1466
500	\$524,588.24	0.177	1470
550	\$524,619.22	0.173	1459
600	\$516,299.19	0.166	1457
650	\$512,728.96	0.162	1461
700	\$520,880.52	0.161	1458
750	\$508,159.20	0.156	1457
800	\$524,268.22	0.159	1456
850	\$550,529.92	0.165	1454
900	\$570,823.47	0.170	1457
950	\$592,450.56	0.174	1454
1000	\$608,125.04	0.175	1453

Tabla 3.18 Selección del banco de baterías óptimo para el sistema inicial

En la Tabla 3.18, se muestra los parámetros de selección para el banco de baterías óptimo para realizar la relación entre costo, precio y desviación estándar. Las capacidades altas 750 a 1000 [kWh] aun que poseen una buena linealización tienen un costo muy elevado. Las capacidades medias 400 a 700 [kWh] poseen una linealización no tan buena y tienen un costo medio. Y las capacidades bajas 100 a 350 [kWh] aunque tengan el costo más bajo, no linealizan correctamente el sistema. Pero entre las capacidades medias, el banco de baterías de 600 [kWh] es el que posee la mejor relación costo, precio y desviación estándar, por lo que se concluye que este es el banco de baterías óptimo para el sistema inicial.

Cuando se integra el sistema fotovoltaico, tenemos los siguientes resultados.

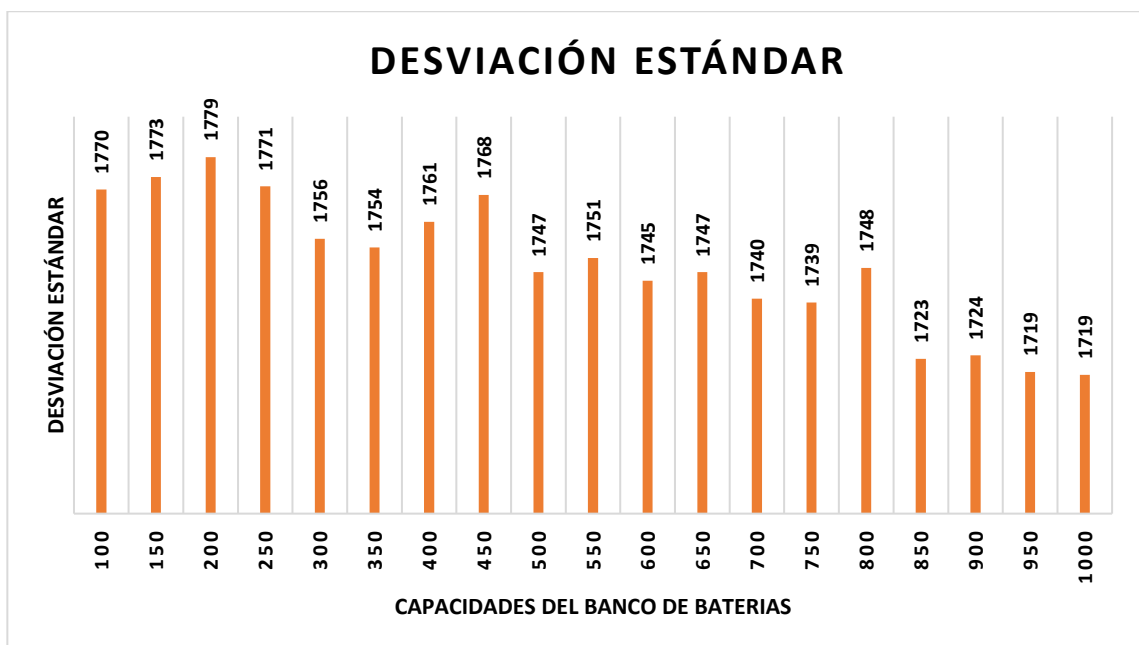


Figura 3.6 Desviación estándar con el sistema fotovoltaico

En la Figura 3.6, al igual que en la Figura 3.5, los valores de desviación estándar disminuyen con respecto al incremento de la capacidad del banco de baterías, aunque las capacidades de 600 y 700 [kWh] poseen un buen índice de linealidad con respecto al resto de capacidades medias.

Capacidad del banco de baterías [kWh]	Costo real del banco de baterías	Precio de la energía del banco de baterías [\$/kWh]	Desviación estándar
100	\$427,622.40	0.260	1770
150	\$477,507.10	0.245	1773
200	\$480,142.01	0.219	1779
250	\$483,364.61	0.203	1771
300	\$511,051.05	0.201	1756
350	\$510,705.84	0.191	1754
400	\$514,430.40	0.184	1761
450	\$488,775.84	0.171	1768
500	\$475,452.31	0.163	1747
550	\$482,611.87	0.161	1751
600	\$471,999.46	0.154	1745
650	\$497,140.22	0.159	1747
700	\$509,352.10	0.162	1740
750	\$529,472.62	0.167	1739
800	\$551,758.77	0.172	1748
850	\$564,076.38	0.171	1723
900	\$581,393.96	0.174	1724
950	\$606,409.35	0.179	1719
1000	\$617,299.11	0.180	1719

Tabla 3.19 Selección del banco de baterías óptimo con el sistema fotovoltaico

Cuando se integra el sistema fotovoltaico, las capacidades que mejor relación costo, precio y desviación estándar, son las capacidades medias de 600 y 700 [kWh], pero para este caso se eligió la capacidad de 600 [kWh] como óptima por tener un menor costo real de su banco de baterías.

Por lo tanto, la capacidad del banco de baterías óptimo para el sistema eléctrico de la isla San Cristóbal es de 600 [kWh], debido a que esta capacidad es la óptima tanto para el sistema inicial como para el sistema con la integración del campo fotovoltaico.

3.5 Análisis de estabilidad del sistema

Mediante el programa Simulink, se realizó las simulaciones de estado estable y dinámico para los dos casos de estudios descritos en el capítulo anterior. A continuación, se muestra el comportamiento del rotor del generador térmico 4 para ambos casos de estudio.

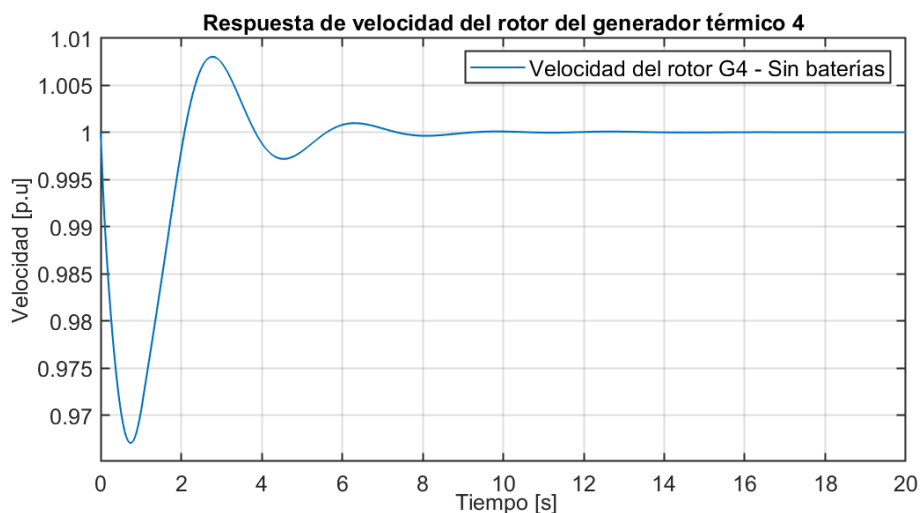


Figura 3.7 Respuesta de velocidad del rotor del generador térmico 4

Para analizar la estabilización de la Figura 3.7, se considera un error de $\pm 0.005\%$, con el cual se obtiene un tiempo de 11.2 [s], durante el cual el sistema oscila hasta estabilizarse, además la amplitud del pico máximo es de -3.3×10^{-2} .

Respuesta de velocidad del rotor del generador térmico 4 con acción del banco de baterías

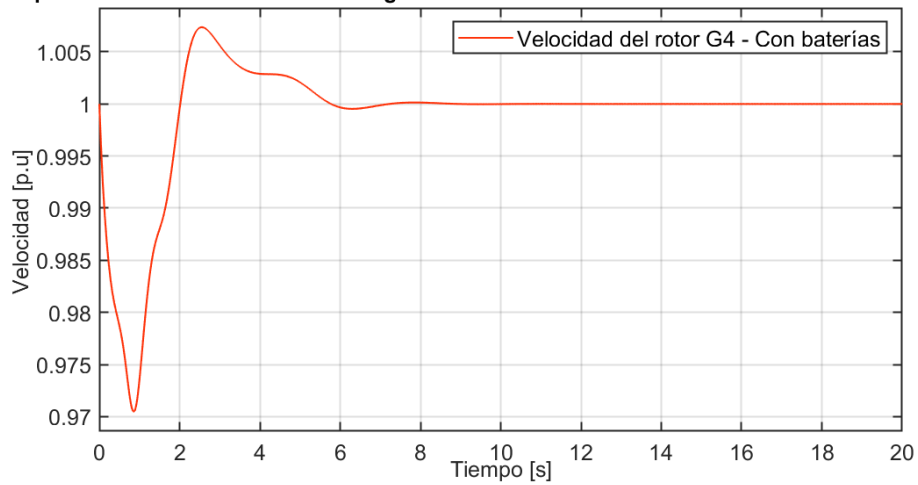


Figura 3.8 Respuesta de velocidad del rotor del generador térmico 4 con acción del banco de baterías

Para analizar la estabilización de la Figura 3.8, se considera un error de $\pm 0.005\%$, con el cual se obtiene un tiempo de 9.5 [s], durante el cual el sistema oscila hasta estabilizarse, además la amplitud del pico máximo es de -3.0×10^{-2} .

Respuestas de velocidad del rotor del generador térmico 4 sin y con acción del banco de baterías

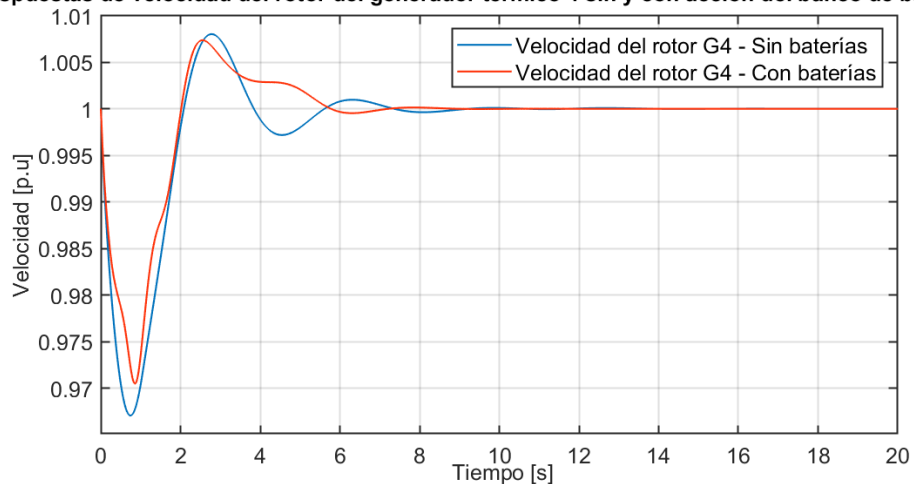


Figura 3.9 Respuestas de velocidad del rotor del generador térmico 4 sin y con acción del banco de baterías

En la Figura 3.9, se observan 2 curvas, azul y roja, las cuales representan al sistema sin baterías y con baterías respectivamente. La acción del banco

consigue que el sistema reduzca el tiempo de asentamiento y la amplitud del pico máximo en un 15% y 9% respectivamente; estas reducciones aumentan la eficiencia del generador y su tiempo de actuación ante perturbaciones. En la Figura 3.10, se analizará el accionamiento del banco de baterías, donde las curvas azul, roja y verde, representan al sistema sin baterías, con baterías y el estado de carga (SOC [%]) respectivamente. Se puede observar en la curva de SOC [%] que, durante los tres primeros segundos, las baterías se descargan y posteriormente se cargan para amortiguar el sistema, lo cual se describió con la Figura 3.9, y una vez estabilizado el sistema las baterías se descargan linealmente.

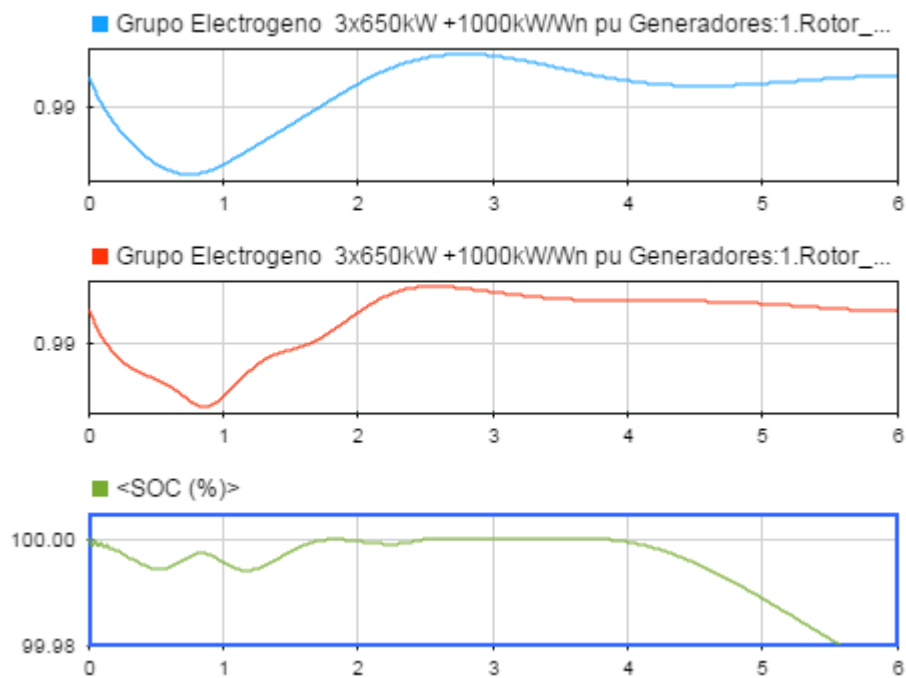


Figura 3.10 Respuesta del estado de carga de las baterías SOC(%)

Una vez analizado el caso base y el caso con baterías, se estableció un tiempo de falla o desconexión de 20 [s], en los cuales el sistema es estable a un error del $\pm 5 \times 10^{-3}\%$.

3.5.1 Análisis de contingencias

Los resultados de la contingencia de los aerogeneradores muestran los datos relevantes de cada simulación, los cuales se observan en la Tabla 3.20, donde se detalla las respuestas del sistema sin baterías y con baterías. Se puede concluir que un sistema con baterías, al proporcionar la potencia necesaria para amortiguar la carga conectada al generador térmico, este reduce el tiempo de asentamiento y las amplitudes de picos máximos del rotor, siempre y cuando la capacidad de transferencia de potencia de las baterías en operación (voltaje de operación) sea menor que potencia requerida.

Elemento	Amplitud del pico máximo $G4 \times 10^{-4}$		Tiempo de asentamiento $G4$ [s]	
	Sin batería	Con batería	Sin batería	Con batería
G5	6.5	5.4	6.2	2.7
G5, G6 y G7	20	60	7.8	>20seg

Tabla 3.20 Datos de simulación de contingencia.

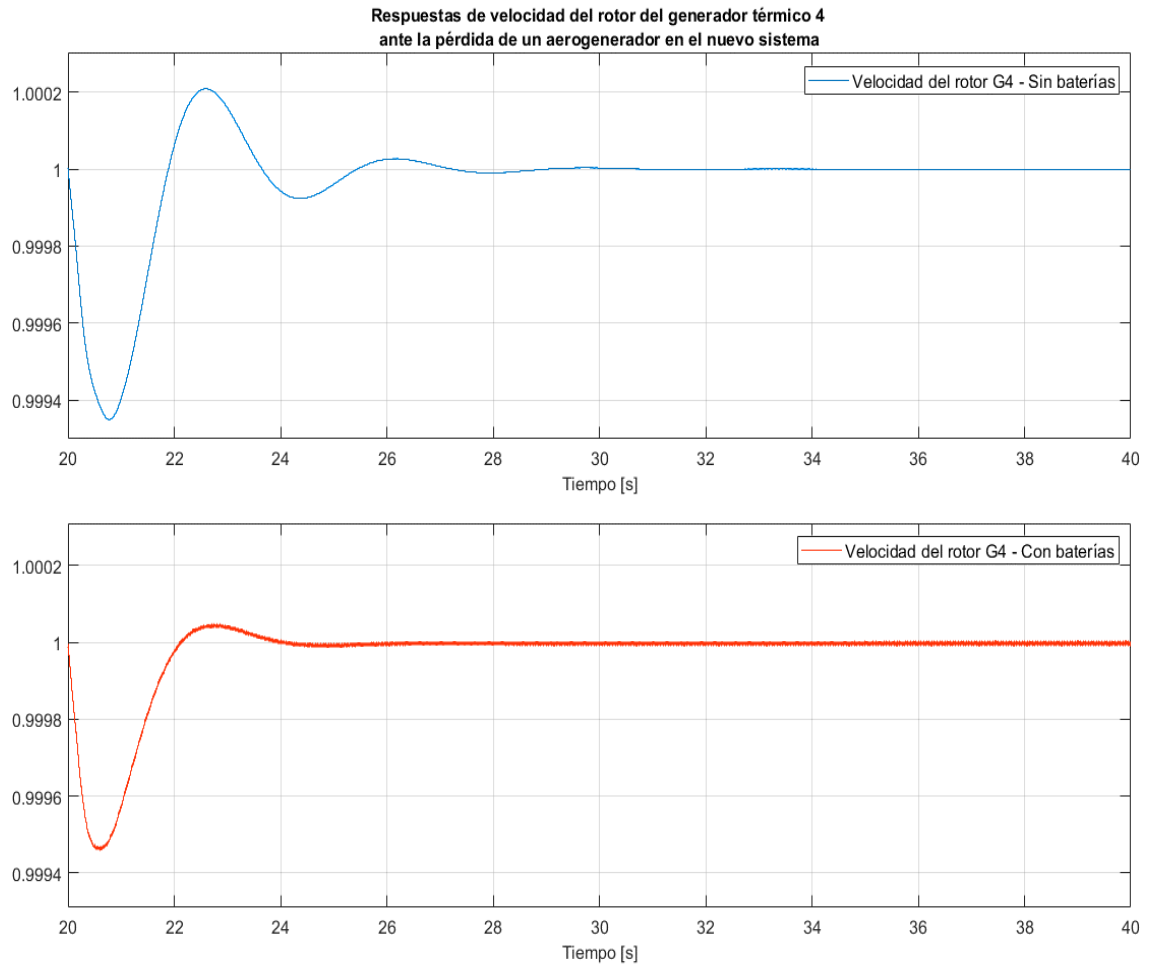


Figura 3.11 Respuestas de velocidad del rotor del generador térmico ante la pérdida de un aerogenerador.

Ante la desconexión de un aerogenerador de 55.2 [MW], en la Figura 3.11 se pueden observar dos gráficas que representan al sistema sin baterías y con baterías, se considera el mismo error con el cual se obtuvo una reducción tanto del tiempo de asentamiento en 56%, como de la amplitud del pico máximo en 17%, teniendo en cuenta que el número de oscilaciones es menor en el intervalo de tiempo de (20 – 40 [s]), en comparación con en el intervalo de arranque (0 – 20 [s]), debido a que la perturbación es mínima comparada con el sistema inicial. Por lo tanto, se simuló la pérdida de los tres aerogeneradores, con la finalidad de obtener una mayor perturbación.

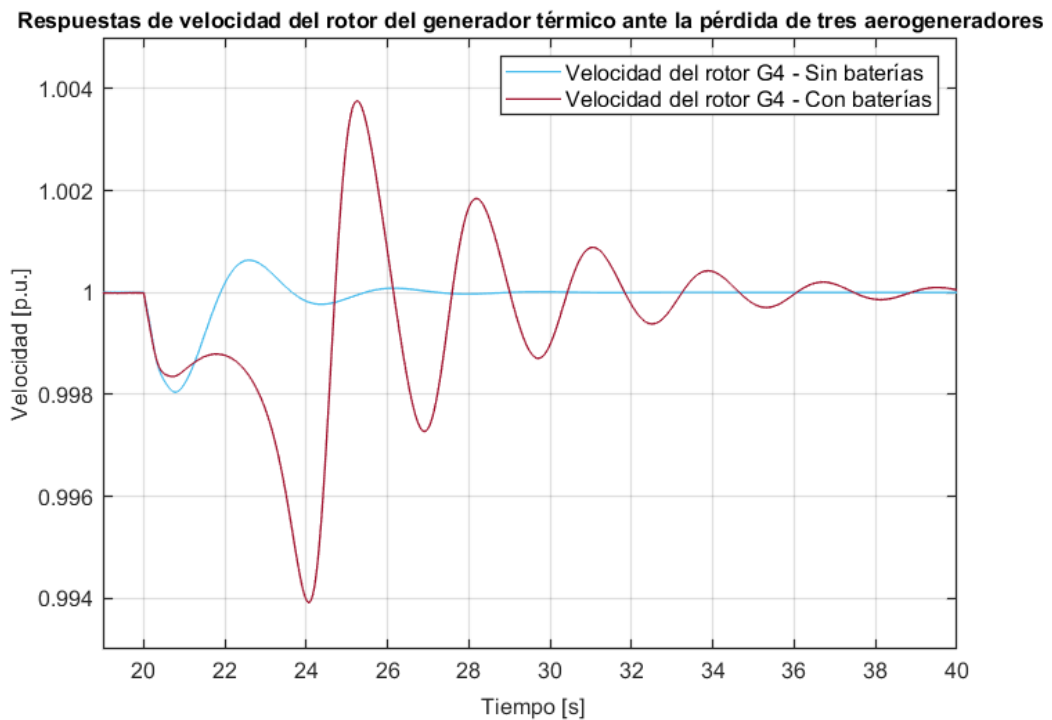


Figura 3.12 Respuestas de velocidad del rotor del generador térmico ante la pérdida de tres aerogeneradores.

En la Figura 3.12, se observó que, al desconectar los tres aerogeneradores, la respuesta del rotor demora más de veinte segundos para su asentamiento, esto debido a que el banco de baterías amortigua el sistema hasta los veintidós segundos. Posterior a esto cambio su estado de descarga a carga, ya que se obtuvo una caída de voltaje en el sistema, lo cual provoca el cambio. Esto se puede apreciar en la curva de operación del banco de baterías en la Figura 2.19, por lo tanto, el sistema de generadores térmicos sufre un incremento en su torque mayor en comparación con el sistema sin baterías, debido a la carga de estas misma.

3.5.2 Análisis de variación de carga

Con respecto a los resultados de variaciones de carga, se obtuvo tanto para el incremento y decremento una respuesta favorable del sistema con banco de baterías como se detalla en la Tabla 3.21

Caso	Amplitud del pico máximo G4 $\times 10^{-4}$		Tiempo de asentamiento G4 [s]	
	Sin Batería	Con Batería	Sin Batería	Con Batería
Incremento +50 [kW]	5.9	4.4	6.1	2.7
Decremento -50 [kW]	6	4.4	6.0	3.6

Tabla 3.21 Datos de variación de carga.

Según la Tabla 3.21, la amplitud de pico máximo se redujo en un 25% para ambos casos de carga, no obstante, la respuesta de asentamiento varía según el caso. Cuando existe un decremento el sistema tarda en amortiguarse un 33.33% más respecto al incremento, esto debido al comportamiento de las baterías al descargarse, ya que aportan más potencia al sistema al aumentar la carga.

En la Figura 3.13, se observó, que al ocurrir un incremento de carga se reduce la velocidad del generador, debido al aumento de potencia. Se observa a su vez que esta situación es favorable para las baterías, ya que aumenta su aporte de potencia al sistema, no obstante, al disminuir la carga, la potencia necesaria disminuye, aumentando así la velocidad del sistema, al mismo tiempo, las baterías van reduciendo su aporte de potencia necesaria. Por ende, se concluye que para incrementos de carga la respuesta de las baterías es superior a cuando existen decrementos, ya que su participación en el sistema es mayor.

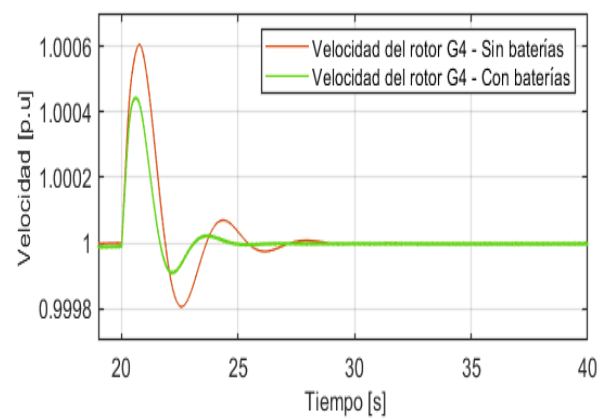
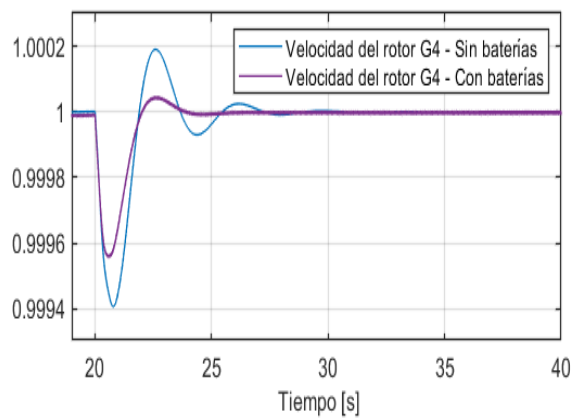
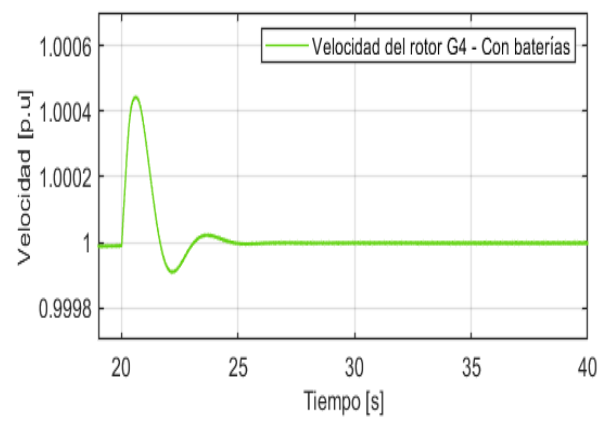
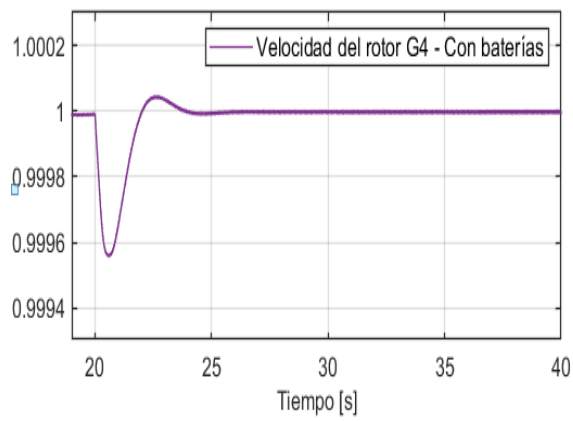
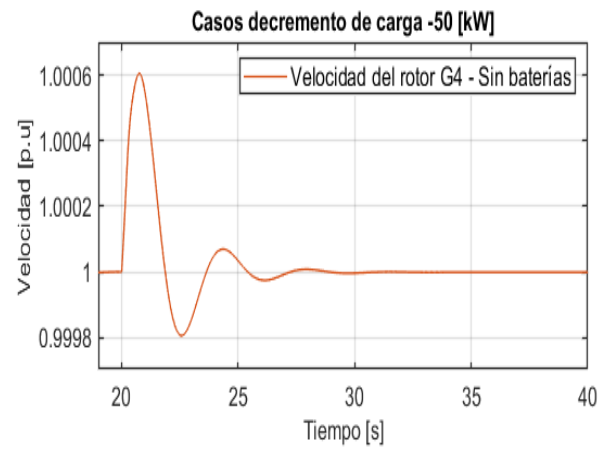
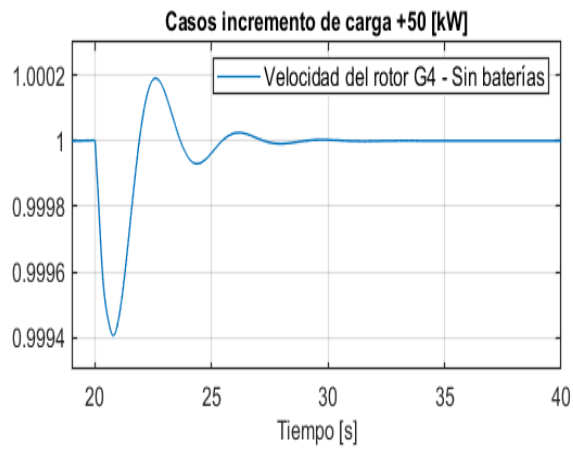


Figura 3.13 Respuesta de velocidad del rotor según variaciones de carga

3.5.3 Análisis de fallas

En la Figura 3.14, se observó la respuesta del rotor al ocurrir una falla en el generador térmico 1 y el comportamiento del estado de carga de las baterías. Se hizo evidente que las baterías, al ocurrir la falla se descargan, limitando así la corriente de falla durante 3 segundos. Así mismo, se presenta un amortiguamiento mayor en la respuesta de velocidad del rotor; no obstante, las baterías no actuaron durante los próximos dos segundos donde concluyo la falla (al segundo veinticinco), lo cual se interpreta como que al dejar de descarga la batería volvió a incrementar la corriente de falla, provocando así una mayor inestabilidad al generador. Posterior al despeje de la falla, a los veinticinco segundos, el sistema se recupera rápidamente, y el banco de baterías empezó con los ciclos de carga y descarga para amortiguar al generador, para que finalmente la batería entre en modo de carga, lo cual se observa en la Figura 3.15.

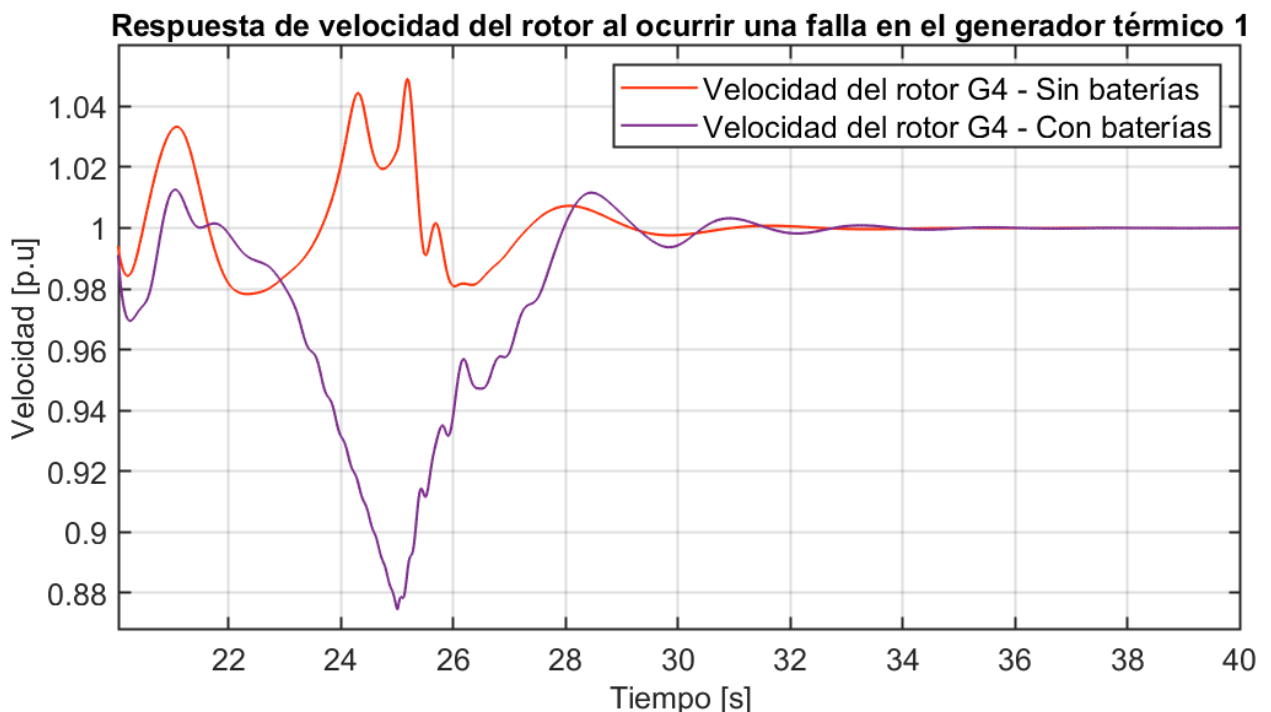


Figura 3.14 Respuesta de velocidad del rotor al ocurrir una falla en el generador térmico 1

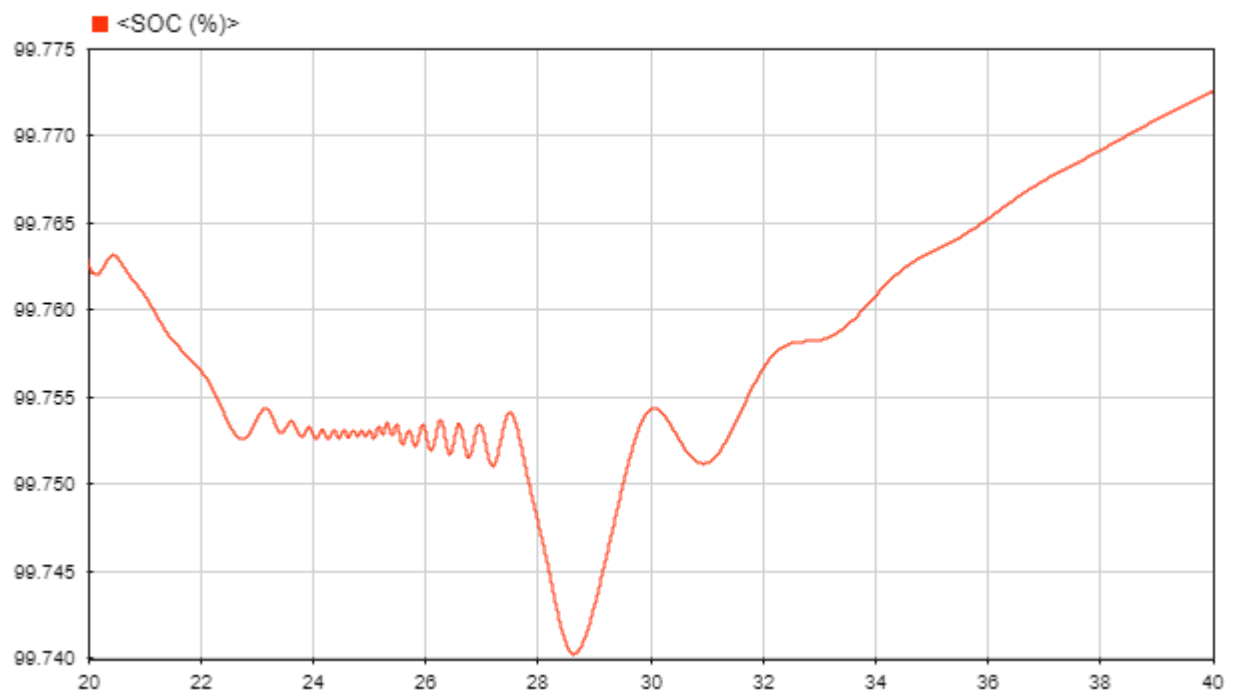


Figura 3.15 Respuesta del banco de baterías durante la falla

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

El comportamiento del sistema híbrido de la isla San Cristóbal, presenta muchos problemas en la estabilidad de la red, debido al exceso de fluctuaciones en la potencia generada por el parque eólico, que es producto de la variación del viento en la isla. Estas fluctuaciones de potencia provocan un incremento en la participación del sistema de generación térmica, que a su vez, aumenta las emisiones de gases tóxicos al ambiente.

La posible integración de un sistema de generación fotovoltaica influye de manera significativa en el sistema de generación térmica, debido a que se reducen las emisiones de gases tóxicos producto de la disminución de su potencia generada, y además las fluctuaciones que se inyectan a la red serán menores.

El programa que dimensiona la capacidad óptima del banco de baterías, se cerciora que la elección sea la que mejor se ajuste al sistema de estudio, realizando simulaciones para obtener la eficiencia y la vida útil de cada capacidad seleccionada. Estos resultados, complementados con un análisis económico, aseguran que la capacidad del banco de baterías escogida sea la óptima.

Con el banco de baterías óptimo se reduce cerca del 50% del total de fluctuaciones presentes en el sistema de generación térmica para el año 2018, debido a esto se disminuye el consumo de combustible y a su vez las emisiones de gases tóxicos, además de producir un incremento en la estabilidad del sistema. De esta forma con el banco de baterías óptimo se garantiza una mejora en la calidad de la red, una optimización de recursos y una repotenciación en las inversiones realizadas.

La inclusión del banco de baterías óptimo en el sistema híbrido de la isla San Cristóbal, mejora la estabilidad del sistema eléctrico, de modo que cuando existen perturbaciones en el sistema, el tiempo de estabilización se reducirá, amortiguando la respuesta de frecuencia de la red con más rapidez.

Recomendaciones

Para el sistema híbrido de la isla San Cristóbal, se debe implementar soluciones inminentes para reducir las variaciones de potencia en los generadores térmicos, debido a que seguirán incrementando los problemas de estabilidad producidos por el parque eólico, y de esta manera seguirá incrementando la participación del sistema térmico, perjudicando más al ecosistema de la isla.

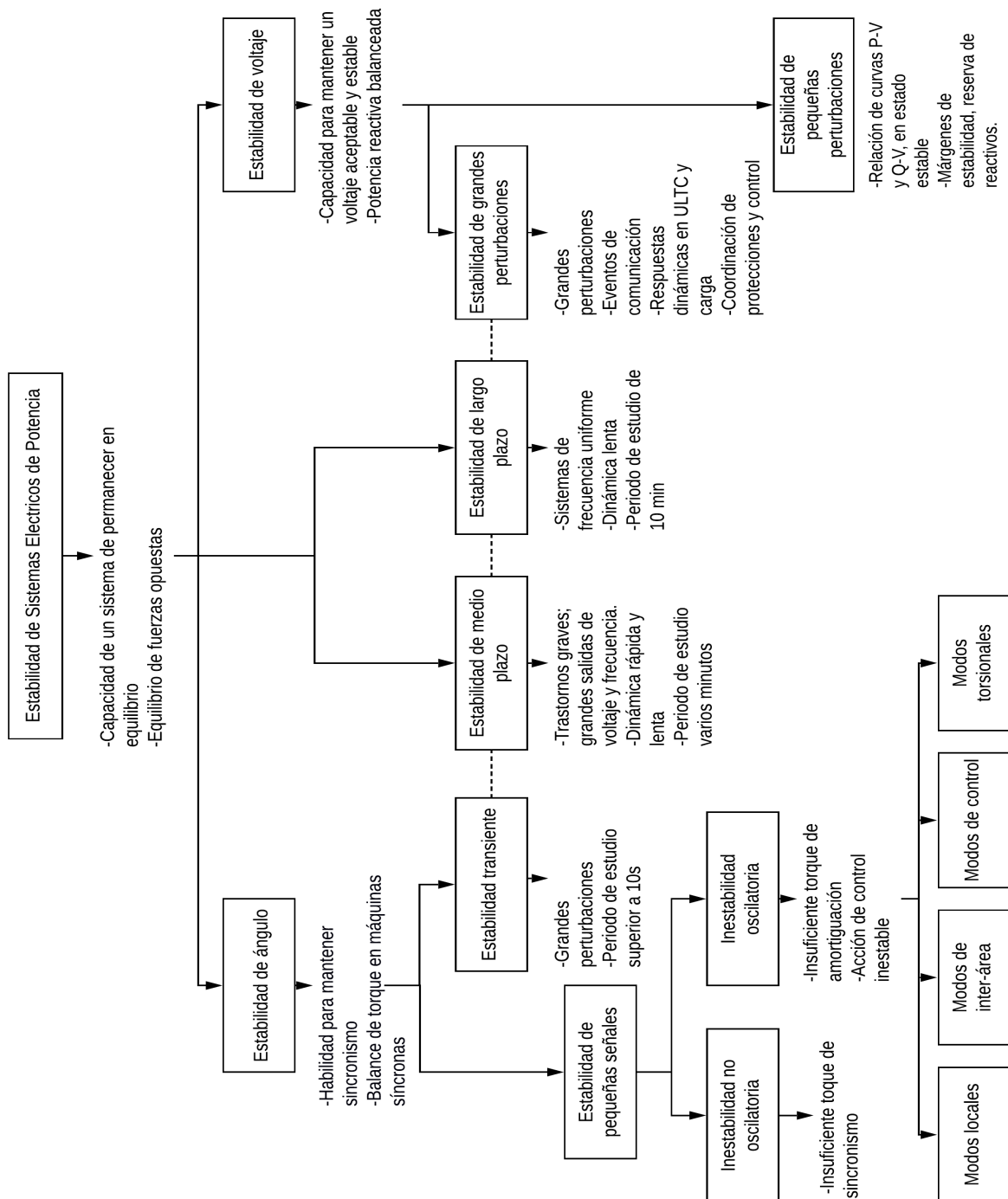
Se recomienda la inclusión de un sistema fotovoltaico a la red eléctrica existente en la isla San Cristóbal, debido a que el sistema se beneficiaría con la reducción de la participación de la generación eléctrica del sistema térmico, aunque la realización de este proyecto no representaría mayores beneficios económicos.

Para futuros análisis, se deberán considerar los bancos de baterías presentes en los autos eléctricos, ya que estos tienen la característica de tener gran capacidad y alta eficiencia, beneficiando al sistema eléctrico con puntos de generación en diversos sitios de la red, aumentando así su estabilidad y capacidad de respuesta.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio de Electricidad y Energía Renovables (2013, Febrero 2). Energía. [En línea]. Disponible en: <http://www.energia.gob.ec/ministerio-de-electricidad-y-energia-renovable-presento-el-primer-atlas-eolico-del-ecuador/>.
- [2] A. Purwadi, M. Ikhsan, N. Hariyanto, N. Heryana, Y. Haroen, "Wind speed calculation by using electrical output and wind turbine power curve," en Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE), UGM Yogyakarta, 2013.
- [3] J. M. Gimenez, J. C. Gómez, "Generación eólica empleando distintos tipos de generadores considerando su impacto en el sistema de potencia," DYNA, vol.78, no.169, pp.95-104, 2011
- [4] W. Barrero, R. Frank y R. Ana, (2011, Agosto 15). "Universidad de El Salvador,". [En línea]. Disponible en: <http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/4993/1/Dise%C3%B1o%20de%20un%20prototipo%20de%20suministro%20el%C3%A9ctrico%20proveniente%20de%20paneles%20solares%20a%20los%20edificios%20de%20la%20FIA-UES.pdf>.
- [5] CONELEC, (2008, Agosto 15). "Atlas Solar del Ecuador,"[En línea]. Disponible en: <http://energia.org.ec/cie/wp-content/uploads/2017/09/AtlasSolar.pdf>.
- [6] Y. Solar, (2015, Febrero 15). "Yuba Solar," [En línea]. Disponible en: <http://www.yubasolar.net/search?q=inversores>.
- [7] F. Díaz, (2017, Marzo 27). "Info PLC," [En línea]. Disponible en: <http://www.infoplcn.net/plus-plus/tecnologia/tendencias/item/104143-el-avance-tecnologico-baterias-secundarias>.

Anexo A



Anexo A Clasificación de los tipos de estabilidad de los sistemas de potencia

Anexo B

No.	Ítem		Unidad	Parámetros	Observación
1	Capacidad nominal		Ah	100.0	Capacidad de descarga estándar, después de una carga estándar
2	Voltaje nominal		V	12	Voltaje promedio de descarga estándar, después de una carga estándar
3	Tipo de carga		/	CC/CV	/
4	Voltaje máximo de carga		V	14.6	/
5	Voltaje máximo de descarga		V	8.0	/
6	Corriente de carga		A	50	Corriente constante
7	Corriente de descarga		A	50	Corriente constante
8	Corriente de descarga instantánea máxima		A	200	<15 [s]
9	Peso		kg	12.5	/
10	Resistencia interna		mΩ	<2	/
11	Dimensión(TxWxH)		mm	270*156*347	Dimensión de una celda
12	Temperatura de trabajo	Carga	°C	0~45	/
		Descarga	°C	-20~60	/
13	Temperatura de almacenamiento	1 mes	°C	-20~60	/
		2 meses	°C	-20~45	/
		6 meses	°C	-20~25	/
	Presión atmosférica		kPa	86~106	/
	Humedad relativa		RH	25%~85%	/

Anexo B Datos técnicos de la batería “Alta calidad Ion Litio Lifepo4”