

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DESPACHO ECONOMICO DE CORTO PLAZO PARA EL SISTEMA
HIBRIDO DE LAS ISLAS SANTA CRUZ Y BALTRA, ANTE VARIOS
ESCENARIOS DE APORTE DE ENERGÍA RENOVABLE NO
CONVENCIONAL

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
ELÉCTRICO

VALLE ORDOÑEZ RUBEN AUGUSTO

rubenaugusto22@yahoo.com

DIRECTOR: PHD. HUGO NEPTALÍ ARCOS MARTÍNEZ

hugo.arcos@epn.edu.ec

Quito, octubre 2022

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Rubén Augusto Valle Ordoñez bajo mi supervisión.

Hugo Neptalí Arcos Martínez, PhD
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Rubén Augusto Valle Ordoñez declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Rubén Augusto Valle Ordoñez

DEDICATORIA

A mis padres, Rubén y Elizabeth por tener ese infinito amor y compartir esos consejos sabios cuando más lo he necesitado a lo largo de mi vida, a mi hermana, Geovanna que con su forma de ser a logrado motivarme para seguir luchando por mis metas.

A mi esposa e hija, Stefany y Lía Rafaela que me han dado parte de su tiempo, la fuerza necesaria y el amor incondicional para la culminación de este trabajo.

A mis abuelas, Virginia y Esperanza que con experiencia del diario vivir han inculcado buenos valores y me han sabido guiar en mi vida.

A mis abuelos, José y Leandro que desde las estrellas siempre me han acompañado y me han dado el aliento suficiente.

A Liliam, que se ha convertido en un pilar importante en vida, por toda su sabiduría que ha puesto y ha compartido en mi vida para que pueda superar todos los momentos difíciles.

AGRADECIMIENTO

Al universo que me ha regalado muchas cosas hermosas entre esas esta la salud y la vida, para que pueda cada día caminar con pasos firmes lo que me he propuesto conseguir en la vida.

A la familia que con sus palabras sabias han aportado en mi crecimiento tanto personal, académico y profesional.

A José, Anañí y Alba por sus palabras y consejos justo en el momento adecuado.

Al Dr. Hugo Arcos por su profesionalismo, amistad, paciencia, conocimiento y su gran ayuda incondicional en el desarrollo de este trabajo y en mi formación académica.

A todos los profesores que estuvieron presentes en mi vida universitaria y lograron compartir su conocimiento y experiencia para mi formación profesional.

A mis compañeros y amigos por compartir el día a día.

ÍNDICE

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
ÍNDICE	V
RESUMEN	IX
ABSTRACT	X
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVOS	2
1.1.1 <i>Objetivo General</i>	2
1.1.2 <i>Objetivos Específicos</i>	2
1.2 ALCANCE.....	2
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	2
2. MARCO TEÓRICO	4
2.1 SISTEMAS HÍBRIDOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	4
2.2 APLICACIÓN DE FUNCIONES DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD A VARIABLES ESTOCÁSTICAS	7
2.2.1 <i>Variables Aleatorias Discretas</i>	8
2.2.2 <i>Variables Aleatorias Continuas</i>	8
2.3 FUNCIÓN DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD Y FUNCIÓN DE DISTRIBUCION ACUMULADA DE VARIABLES ALEATORAS CONTINUAS.....	8
2.3.1 <i>Funciones de Distribución Utilizadas para el Estudio de Variables Aleatorias Continuas</i>	9
2.3.1.1 <i>Distribución Normal o Gaussiana</i>	9
2.3.1.2 <i>Distribución Gamma</i>	10
2.3.1.3 <i>Distribución Uniforme o Rectangular</i>	12
2.3.1.4 <i>Distribución Weibull</i>	13
2.3.1.5 <i>Distribución Exponencial</i>	14
2.3.2 <i>Criterios de Evaluación de Funciones de Probabilidad</i>	15
2.3.3 <i>Generación de Variables Aleatorias Mediante Método de la Transformada Inversa</i>	16
2.4 SIMULACIÓN MONTECARLO APLICADA A VARIABLES ESTOCÁSTICAS (VELOCIDAD DEL VIENTO Y RADIACIÓN SOLAR).....	17
2.5 PROGRAMACIÓN DE OPERACIÓN.....	18
2.5.1 <i>Programación de Largo Plazo</i>	18

2.5.2 Programación de Mediano Plazo.....	18
2.5.3 Programación de Corto Plazo	18
2.5.3.1 Selección de Unidades	19
2.5.3.2 Despacho Económico.....	19
2.6 FORMULACION MATEMÁTICA PROGRAMACIÓN DE CORTO PLAZO	19
2.6.1 Modelo matemático de un generador térmico.....	20
2.6.1.1 Costo de Operación.....	20
2.6.1.1.1 Modelamiento Función de Costos por Tramos (Piecewise Linear Function PWL).....	21
2.6.1.2 Límites de Producción	23
2.6.1.3 Restricciones de Rampa.....	23
2.6.1.3.1 Rampa de Subida	23
2.6.1.3.2 Rampa de bajada	24
2.6.1.4 Tiempo Mínimo de Operación.....	25
2.6.1.4.1 Horas Iniciales del Periodo en Análisis	25
2.6.1.4.2 Horas Intermedias del Periodo en Análisis.....	26
2.6.1.4.3 Últimas Horas del Periodo en Análisis	26
2.6.1.5 Tiempo Mínimo de Parada	27
2.6.1.5.1 Horas Iniciales del Periodo en Análisis	27
2.6.1.5.2 Horas Intermedias del Periodo en Análisis.....	28
2.6.1.5.3 Últimas Horas del Periodo de Análisis	29
2.6.1.6 Reserva de Potencia	29
2.6.1.7 Lógica Binaria de Funcionamiento.....	30
2.6.1.8 Formulación Costos de Arranque y Parada	30
2.6.1.9 Función Objetivo	30
2.6.1.10 Balance Energético	31
2.6.1.11 Sistema BESS.....	31
2.7 PROGRAMACIÓN LINEAL ENTERA MIXTA (MIP).....	32
2.7.1 Programación Lineal Entera Mixta.....	33
2.7.2 Métodos de Solución.....	34
2.7.2.1 Método de Ramificación y Acotamiento (Branch and Bound)	34
3. ESTRUCTURACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL	37
3.1 GAMS	37
3.1.1 Lenguaje de Programación GAMS.....	39
3.2 TRATAMIENTO DE LAS VARIABLES ESTOCÁSTICAS	43
3.2.1 Recolección de Datos	43
3.2.2 Elección de función de probabilidad que se ajusta a los datos históricos de velocidad del viento y radiación solar.....	45
3.2.3 Proceso para Generar Escenarios con Simulación de Modelo Montecarlo.....	45
3.2.3.1 Generación de Escenarios Estocásticos en MATLAB con Funciones norminv, wblinv y rand.	45
3.2.4 Cálculo de Potencia Eólica y Solar Fotovoltaica.....	46
3.2.4.1 Cálculo de la Potencia de los Paneles Solares Fotovoltaicos.	47

3.2.4.2 Cálculo de la Potencia de los Aerogeneradores	48
3.3 DESARROLLO DEL DESPACHO ECONÓMICO EN UN SISTEMA HÍBRIDO.....	50
3.4 RESUMEN DEL ALGORITMO UTILIZADO.....	53
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL ALGORITMO APLICADO AL SISTEMEMA HÍBRIDO DE LAS ISLAS SANTA CRUZ Y BALTRA EN GALÁPAGOS	56
4.1 SISTEMA HÍBRIDO DE LAS ISLAS SANTA CRUZ Y BALTRA	56
<i>El sistema de Santa Cruz y Baltra está integrado por tres tipos de fuentes de generación eléctrica: térmica, eólica y fotovoltaica; y se dispone de un sistema de almacenamiento en banco de baterías.</i>	<i>56</i>
4.1.1 Datos Históricos	65
4.2 ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	66
4.2.1 Interfaz MATLAB – GAMS.....	66
4.2.1.1 Factores de Forma (k) y Escala (c) para la Función de Probabilidad de Weibull (Radiación Solar) de un día típico para los meses de abril y diciembre.	66
4.2.1.2 Valor Medio (V_m) y Desviación Estándar (σ) para la Función de Densidad de Probabilidad Normal (velocidad del viento) para un día típico de los meses de abril y diciembre.	68
4.2.2 Resultados del Despacho Económico del Sistema Híbrido Santa Cruz y Baltra del mes de abril	69
4.2.2.1 Despacho de Potencia de Fuentes Renovables Generado por Simulación de Modelo Montecarlo (MSM).	70
4.2.2.2 Sistema de Almacenamiento de Energía (BESS)	72
4.2.2.3 Despacho Económico Térmico Horario	72
4.2.2.4 Costo Marginal para un día mes de abril	74
4.2.3 Resultados del Despacho Económico del Sistema Híbrido Santa Cruz y Baltra del Mes de diciembre.....	79
4.2.3.1 Despacho de Potencia de Fuentes Renovables Generado por Simulación de Modelo Montecarlo (MSM).	79
4.2.3.2 Sistema de Almacenamiento de Energía (BESS)	82
4.2.3.3 Despacho Económico Térmico Horario	82
4.2.3.4 Costo Marginal para un día del mes de diciembre	84
4.2.4 Gráficas de Convergencia de las Potencias Térmica, Solar y Eólica.....	88
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	93
5.1 CONCLUSIONES	93
5.2 RECOMENDACIONES	94
6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	95
7. ANEXOS	98
ANEXO I.....	97
ANEXO II.....	97

ANEXO III.....	97
ANEXO IV.....	97
ANEXO V	97
ANEXO VI.....	97
ANEXO VII.....	97

RESUMEN

En un sistema de generación híbrido influye mucho la generación térmica, esta es un complemento para las energías renovables, mismas que dependen de los recursos naturales no gestionables. En el caso del sistema eléctrico que abastece a las islas de Santa Cruz y Baltra, en el Archipiélago de Galápagos, se cuenta con centrales de generación fotovoltaicas y aerogeneradores, razón por la cual la radiación solar y el viento, recursos no gestionables que dependen de variables climáticas, deben ser debidamente analizadas en el contexto del despacho económico de generación para el abastecimiento de la demanda eléctrica.

La aleatoriedad de la radiación solar y el viento conducen a que el sistema de generación híbrido implique un tratamiento estocástico en la previsión de su despacho de sus recursos de generación térmica, eólica, fotovoltaica y de sus sistemas de almacenamiento en baterías. El análisis estocástico se fundamenta en el uso de bases de datos recolectados desde sistemas de medición ubicados en campo. El tratamiento de la data permite el establecimiento de funciones de distribución de probabilidad, distribución Weibull para radiación solar y distribución Normal para viento, cuyo uso a través del método de simulación de Montecarlo permite el establecimiento de escenarios probables de despacho de generación del sistema eléctrico bajo análisis.

En el despacho económico híbrido de corto plazo (24 horas) realizado en base a programación lineal entera – mixta (MIP), la generación térmica es programada realizando un compromiso de unidades (unit commitment) considerando el cumplimiento de las restricciones relacionadas a cada una de ellas. Mediante la programación de una interfaz Gams – Matlab se determina el despacho económico más probable del sistema eléctrico híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra en consideración de la convergencia del error absoluto en la generación térmica horaria y del aporte de potencia de las centrales eólicas y fotovoltaicas cuya determinación se realiza mediante simulación de Montecarlo. Como resultado final se obtiene el despacho más probable para un día tipo.

PALABRAS CLAVE: Despacho Económico de Corto Plazo, MIP, Simulación Montecarlo, Sistema Híbrido, Unit Commitment, Variables Estocásticas.

ABSTRACT

A hybrid generation system is heavily influenced by thermal generation, which complements renewable energies that depend on unmanageable natural resources. In the case of the electricity system that supplies the islands of Santa Cruz and Baltra, in the Galapagos Archipelago, there are photovoltaic power plants and wind turbines, which is why solar radiation and wind, unmanageable resources that depend on climatic variables, must be duly analyzed in the context of the economic dispatch of generation to supply electricity demand.

The randomness of solar radiation and wind lead the hybrid generation system to imply a stochastic treatment in the forecasting of its dispatch of its thermal, wind, photovoltaic generation resources and its battery storage systems. The stochastic analysis is based on the use of databases collected from measurement systems located in the field. The treatment of the data allows the establishment of probability distribution functions, Weibull distribution for solar radiation and Normal distribution for wind, whose use through the Monte Carlo simulation method allows the establishment of probable scenarios of generation dispatch of the electric system under analysis.

In the short-term (24 hours) hybrid economic dispatch based on mixed-integer linear programming (MIP), the thermal generation is programmed by performing a unit commitment considering the fulfillment of the constraints related to each one of them. Through the programming of a GAMS - MATLAB interface, the most probable economic dispatch of the hybrid electric system of the Santa Cruz and Baltra Islands is determined considering the convergence of the absolute error in the hourly thermal generation and the power contribution of the wind and photovoltaic power plants, which is determined through Monte Carlo simulation. As a final result, the most probable dispatch for a typical day is obtained.

KEYWORDS: Short-Term Economic Dispatch, MIP, Monte Carlo Simulation, Hybrid System, Unit Commitment, Stochastic Variables.

1. INTRODUCCIÓN

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR) promueve la iniciativa “Cero Combustibles Fósiles en las Islas Galápagos”, lo que conlleva a la disminución del uso de derivados del petróleo en la generación de electricidad a través de la promoción del uso de energías renovables (limpias) [1]. La producción de energías renovables depende de la disponibilidad de un recurso natural (cantidad viento y radiación solar) necesariamente influenciado por el estado del clima, aspecto que plantea un problema de naturaleza estocástica en la definición del uso de las fuentes de generación con las que disponen los sistemas eléctricos de potencia.

En el sistema eléctrico híbrido que brinda servicio a las islas de Santa Cruz – Baltra del archipiélago de Galápagos, la principal fuente de producción de energía sigue siendo la generación térmica, cuya planificación operativa se realiza en base al compromiso de operación de unidades (unit commitment), que debe adaptarse a la producción de las unidades de generación basadas en energías renovables (solar fotovoltaica y eólica) cuya disponibilidad representa un comportamiento estocástico. El compromiso de unidades térmicas adicionalmente debe cumplir con restricciones relativas a las condiciones de arranque, parada, rampa de toma de carga y límites de cada unidad.

Para conseguir el despacho más probable se emulan diferentes escenarios de generación de potencias fotovoltaicas y eólicas mediante simulación de Montecarlo en el software MATLAB. Para los diversos escenarios se realiza el despacho económico de corto plazo (diario) mediante el método MIP (método de programación entera – mixta) implementado en GAMS. La muestra estadística generada es evaluada en tiempo de simulación mediante una interfaz GAMS – MATLAB en la que se considera al error absoluto entre valores sucesivos de generación térmica como criterio de convergencia en la determinación del despacho más probable. Como resultados del proceso de despacho diario se presentan: la generación horaria de cada unidad térmica, el comportamiento de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento en bancos de baterías, los valores de potencia horaria más probables de unidades eólicas y fotovoltaicas y el costo marginal horario.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo General

Desarrollar un modelo que optimice el despacho diario de la generación térmica del sistema híbrido, considerando el comportamiento estocástico de la generación basada en Energías Renovables No Convencionales y el sistema de almacenamiento.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Estudiar algoritmos de optimización que permiten la realización del despacho óptimo de corto plazo de sistemas híbridos.
- Aplicar un algoritmo de optimización para la solución del problema de unit commitment térmico de corto plazo del sistema híbrido de las Islas Galápagos.
- Establecer un método para el tratamiento de las variables estocásticas tanto la velocidad del viento como la irradiación solar.

1.2 ALCANCE

La implementación del sistema fotovoltaico con almacenamiento de baterías permitirá optimizar el despacho económico de corto plazo del sistema híbrido de las Islas Galápagos, por medio de un modelo que permita el manejo de variables estocásticas en diferentes escenarios climáticos diarios y la determinación de la reserva energética requerida mediante un unit commitment térmico acorde a demanda.

1.3 JUSTIFICACIÓN

El Gobierno del Ecuador, a través del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), promueve desde el año 2007 la iniciativa “Cero Combustibles Fósiles en las Islas Galápagos”, que plantea como objetivo la disminución del uso de derivados del petróleo en la generación de electricidad, en esta zona de alta sensibilidad ambiental y social del país.

El Plan Maestro de Electricidad vigente plantea la expansión de la generación en el sistema eléctrico Santa Cruz – Baltra, con base en el aprovechamiento del recurso solar y eólico, a través de proyectos que apuntan a sustituir la actual generación eléctrica basada en la

combustión de diésel. En este contexto, el MERNNR está desarrollando un Proceso Público de Selección para concesionar un proyecto de microrred de energía renovable para las islas Baltra y Santa Cruz con 14,8 MWp fotovoltaico + 40,9MWh de almacenamiento en baterías [1].

La implementación de este nuevo sistema hace necesario disponer de un modelo de optimización que permita maximizar el aprovechamiento de los recursos eólicos y fotovoltaicos mediante la programación adecuada del parque térmico complementario y de la capacidad de almacenamiento disponible.

2. MARCO TEÓRICO

En esta sección se presentan los conceptos, definiciones y formulas necesarias para la aplicación de técnicas de simulación de Montecarlo para el tratamiento de las variables estocásticas. Se presentan las funciones de distribución mediante las que se describe el comportamiento de la radiación solar y la velocidad del viento y plantea el modelo matemático del despacho económico híbrido a ser resuelto mediante Programación Lineal Entera - Mixta.

2.1 SISTEMAS HÍBRIDOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Se identifica como sistema de generación híbrido a aquel que cuenta con fuentes de generación convencionales y no convencionales, en términos generales un sistema híbrido es todo aquel que tiene más de un tipo de fuente de generación sea cual sea su origen [2].

Los sistemas híbridos pueden tener varias configuraciones como es el caso de estudio de este trabajo de titulación, conformado por fuentes de energía térmica, fuentes de energía solar fotovoltaica y energía eólica; y, almacenamiento de baterías. Así también existe la configuración más común que es la de un sistema hidrotérmico que incluye fuentes de generación hidráulicas y fuentes de generación térmicas.

Generación Termoeléctrica

La generación termoeléctrica transforma la energía primaria de un combustible fósil en energía mecánica que a su vez se transforma en energía eléctrica, las principales fuentes que aprovecha la generación térmica son: la combustión del carbón, petróleo o gas natural.

Generación Fotovoltaica

La generación fotovoltaica es un tipo de energía renovable (limpia) que aprovecha la radiación solar mediante un panel solar fotovoltaico y lo transforma en energía eléctrica, la generación fotovoltaica no es un recurso constante ya que depende mucho de su fuente primaria que es el sol [3].

Generación Eólica

La generación eólica es un tipo de energía renovable (limpia) que aprovecha la energía cinética de las corrientes de aire mediante un aerogenerador y la transforma en energía eléctrica, se debe tomar en cuenta que las corrientes de aire son un recurso que depende mucho de la naturaleza [3].

Sistemas de Almacenamiento de Energía (Battery Energy Storage System BESS)

El Sistema de Almacenamiento de Energía por Batería aprovecha la reacción química que produce tensión y corriente, generando energía que puede ser suministrada a una carga, el BESS se caracteriza por tener una alta eficiencia comparada con otras formas de almacenamiento, siendo esta muy útil en almacenamientos de corto plazo en los que se demanden cargas y descargas de manera frecuente, hoy en día los BESS también son usados como reguladores para mitigar perturbaciones en sistemas que cuentan con energías no convencionales [4].

La capacidad nominal de una batería es la cantidad de corriente que puede suministrar durante una descarga en un tiempo específico y para una tensión de corte, la capacidad de la batería se expresa en amperios hora (Ah), a mayor corriente de descarga menor capacidad de aprovechamiento, esto es porque la corriente determina la velocidad de reacción, si se tiene mayor corriente las reacciones internas en la batería son superficiales y la capacidad aprovechable disminuye [5].

Estado de Carga (State of Charge SOC)

El SOC es la capacidad de energía disponible de la batería que alcanza al absorber energía eléctrica en función de su capacidad nominal, esta se expresa en porcentaje [6].

Densidad de Energía

Es la cantidad de energía que puede suministrar un elemento en relación con su volumen.

Profundidad de Descarga (DOD) o Estado de Carga (SOD)

Es el valor en porcentaje de la energía que se ha extraído de una batería plenamente cargada en una descarga. Por ejemplo, si se tiene una batería de 100 Ah y se la somete a una descarga de 40 Ah esto da como resultado una profundidad de descarga del 40% [6].

Rendimiento

Es la relación que existe entre la energía eléctrica que suministra y la energía que es necesaria para cargarla de nuevo, el rendimiento viene influenciado por la rapidez con que sea cargada la batería y el perfil de corriente que sufra en la descarga. Nunca será del 100% ya que depende de su eficiencia energética y también incluye pérdidas de autodescarga, cuando más lentas sean las cargas y descargas mayor es el rendimiento porque existe menos perdidas [7].

Corriente de Auto Descarga

Este fenómeno consiste en pequeñas descargas de la batería cuando esta no es usada, este fenómeno suele aumentar cuando la temperatura del dispositivo es muy alta o muy baja [7].

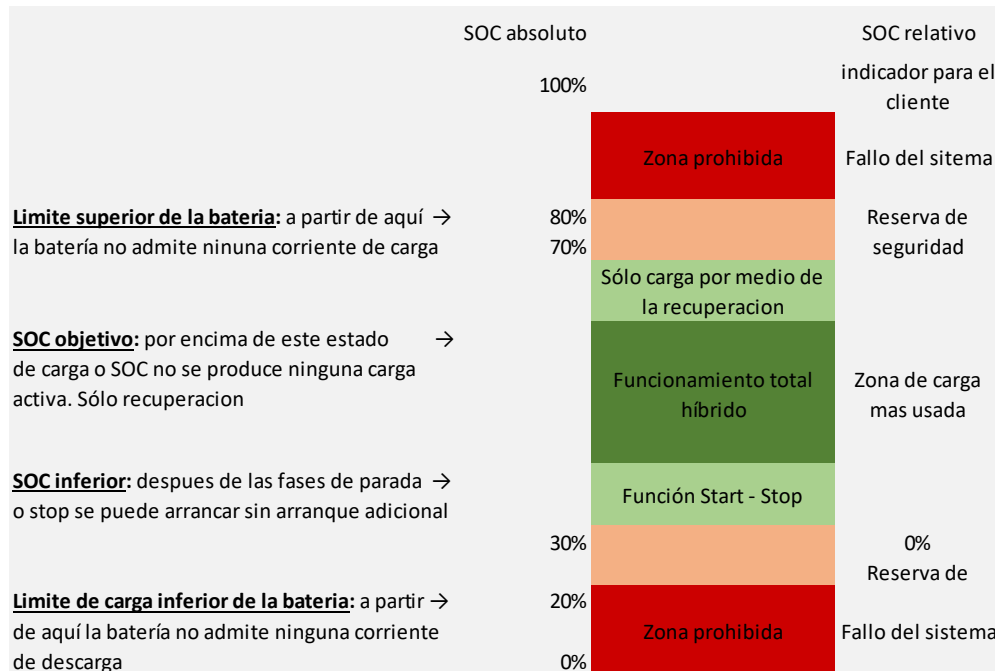


Figura 2.1 Márgenes de Trabajo de una Batería. Elaboración propia basada en [7].

Baterías Plomo – Acido (LA)

Las baterías de Plomo – Acido son utilizadas en sistemas fotovoltaicos aislados de la red eléctrica, sistemas de mitigación de fluctuaciones de energías renovables, energizado de motores de arranque en vehículos convencionales, entre otras aplicaciones; este tipo de baterías poseen alrededor de 6 a 15 años de vida útil, su profundidad de descarga es del 80%, con un rendimiento entre el 80% y 90%. Una desventaja que tiene este tipo de batería es que solo se recomienda utilizar entre el 30% y 50% de su capacidad nominal para no acortar su vida útil drásticamente [4].

Níquel – Cadmio (Ni-Cd) y Níquel – Metal híbrido (NiMH)

Este tipo de baterías presentan una ligera mejora a las baterías LA en la densidad energética, densidad de potencia y en su ciclo de vida, estas baterías soportan mayor temperatura pero tienen la desventaja de tener un proceso acelerado de descarga provocando el origen de cristales de cadmio [4].

ión – Litio (Li-ion)

Este tipo de baterías presentan muchas ventajas, entre ellas se encuentra una elevada tensión por celda (3,7 V con relación a 1,2 V de las Ni-Cd y NiMH) esto quiere decir que menor número de celdas componen una misma capacidad de almacenamiento, también tienen una alta densidad energética por lo que su rendimiento es del 95% al 98%, su vida útil esta alrededor de los 10 a 20 años y tiene flexibilidad de descarga. Una de sus desventajas es su alto costo de 600 USD/kWh y problemas de seguridad térmica debido a la descomposición de sus electrodos por altas temperaturas liberando oxígeno y dejando a la batería inutilizable [8].

Las baterías más utilizadas hoy en día para sistemas de energías limpias son las de plomo – acido (LA) e ión - litio (Li-ion) [3].

2.2 APLICACIÓN DE FUNCIONES DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD A VARIABLES ESTOCÁSTICAS

Las funciones de densidad de probabilidad (pdf) se utilizan para modelar y calcular las probabilidades asociadas a los sucesos en los procesos estocásticos en el transcurso del tiempo ($t > 0$). La pdf se expresa en términos de una variable aleatoria x que describe el

proceso aleatorio $x_i = x(t)$ [9]. Se debe tomar en cuenta que cada proceso aleatorio se comporta diferente, lo cual permite elegir la distribución de probabilidad que mejor represente a la realidad del fenómeno a ser estudiado.

2.2.1 Variables Aleatorias Discretas

Una variable aleatoria x es discreta cuando toma un número contable de valores, es decir que no puede tener valores intermedios, solamente puede tener valores enteros.

Ejemplos:

- Lanzar una moneda 15 veces.
- Número de miembros de una familia que viven en una casa.
- Número de carros blancos que tiene un concesionario.

2.2.2 Variables Aleatorias Continuas

Una variable aleatoria x es continua cuando toma un número incontable de valores de la recta real, como ejemplos se tiene:

- Tiempo de atención de clientes en un banco.
- Peso de una vaca en una granja específica.
- Energía consumida en un mes.

2.3 FUNCIÓN DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD Y FUNCIÓN DE DISTRIBUCION ACUMULADA DE VARIABLES ALEATORAS CONTINUAS

Como ya se mencionó, las variables aleatorias continuas tienen un infinito número de valores, la variable aleatoria x tiene como función de densidad de probabilidad $f(x) = \frac{dF(x)}{dx}$ para cualquier x entre $(-\infty, +\infty)$ [9].

Matemáticamente la función de distribución acumulada (cdf) está representada como se muestra en la Ecuación 2.1 [9].

$$P(a \leq x \leq b) = F(b) - F(a)$$

$$F(x) = \int_a^b f(x) \quad [2.1]$$

La función de densidad de probabilidad o la función de distribución acumulada son el modelo matemático del proceso estocástico a ser estudiado, a continuación se presenta una gráfica que muestra el comportamiento de una cdf Figura 2.2 [9].

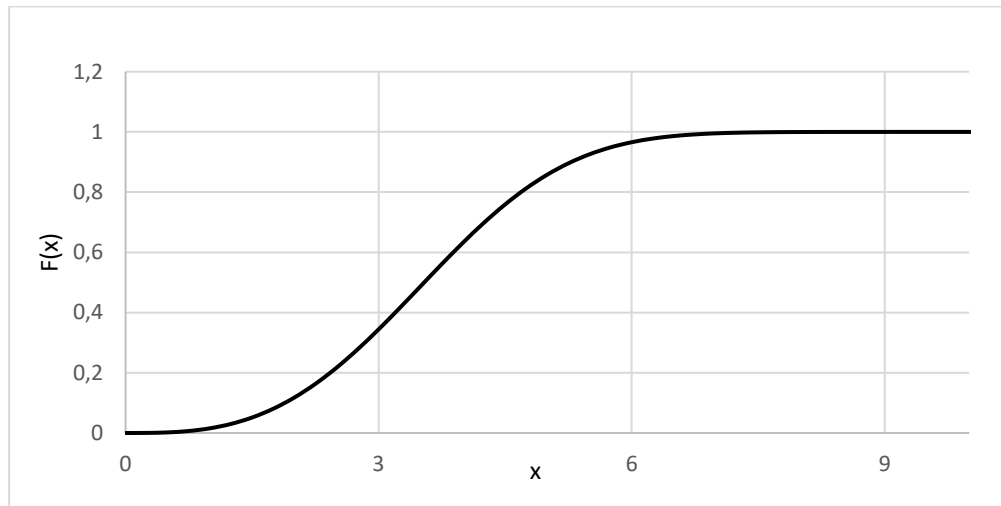


Figura 2.2 Función de Distribución Acumulada.

2.3.1 Funciones de Distribución Utilizadas para el Estudio de Variables Aleatorias Continuas.

2.3.1.1 Distribución Normal o Gaussiana

Es una distribución cuya gráfica tiene forma de campana, es por este motivo que se la conoce como campana de Gauss, es simétrica, el valor de la media, mediana y moda coinciden matemáticamente, su función de densidad de probabilidad está definida por la Ecuación 2.2 [9] [10], la forma analítica de la función de distribución acumulada no está definida ya que su integral no se puede resolver utilizando el teorema fundamental del cálculo y se debe utilizar una herramienta computacional. La distribución normal depende de los parámetros m Ecuación 2.3 y σ^2 Ecuación 2.4 [11], que representan valor esperado o valor medio y la desviación estándar respectivamente, Notación: $f(x) = N(m, \sigma^2)$ [10].

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{(x-m)^2}{2\sigma^2}}, \quad -\infty \leq x \leq \infty \quad [2.2]$$

$$m = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad [2.3]$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (m - x_i)^2}{n - 1}} \quad [2.4]$$

Siendo:

n = Número de datos

La representación gráfica de la pdf Normal se presenta en la Figura 2.2, esta gráfica se realiza con un valor medio igual a cero para poder observar su distribución y el máximo valor de corte en el eje y, la gráfica muestra curvas para distintos valores de desviación estándar que como se aprecia afectan la amplitud de la distribución normal.

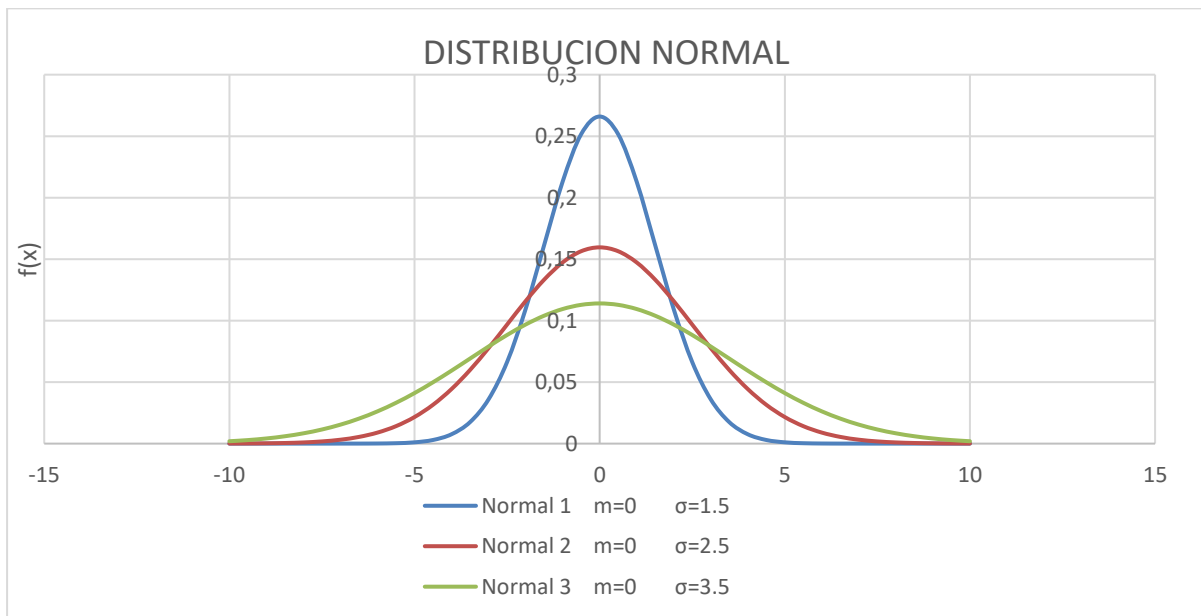


Figura 2.3 Función de Densidad de Probabilidad Normal. Elaboración propia Excel basada en [5].

2.3.1.2 Distribución Gamma

La distribución Gamma se caracteriza por ser usada para representar el comportamiento de procesos estocásticos en el tiempo, por ejemplo, con la distribución Gamma se realiza el estudio de la duración de elementos físicos (tiempo de vida). La función de densidad de

probabilidad y la función de distribución acumulada de Gamma están dadas por la Ecuación 2.5 y Ecuación 2.6 respectivamente [9]. Los parámetros que definen la distribución Gamma son: k y c , Gamma (k, c).

$$f(x) = \begin{cases} \frac{1}{c^k * \Gamma(k)} * x^{k-1} * e^{-\frac{x}{c}}, & x > 0; k, c > 0 \\ 0, & \text{de otra forma} \end{cases} \quad [2.5]$$

$$F(x) = \begin{cases} \text{Si a no es entero, no tiene forma analítica} \\ 1 - e^{-\frac{x}{c}} * \sum_{j=0}^{k-1} \frac{\left(\frac{x}{c}\right)^j}{j!}, & x > 0 \\ 1 - e^{-\frac{x}{c}} - \frac{x}{c} e^{-\frac{x}{c}}, & \text{con } k = 2 \end{cases} \quad [2.6]$$

Siendo:

k = factor de forma

c = Factor de escala

La representación gráfica de la pdf Gamma se presenta en la Figura 2.3, en esta se utiliza diferentes factores de forma y de escala para ver como varía dependiendo de estos parámetros.

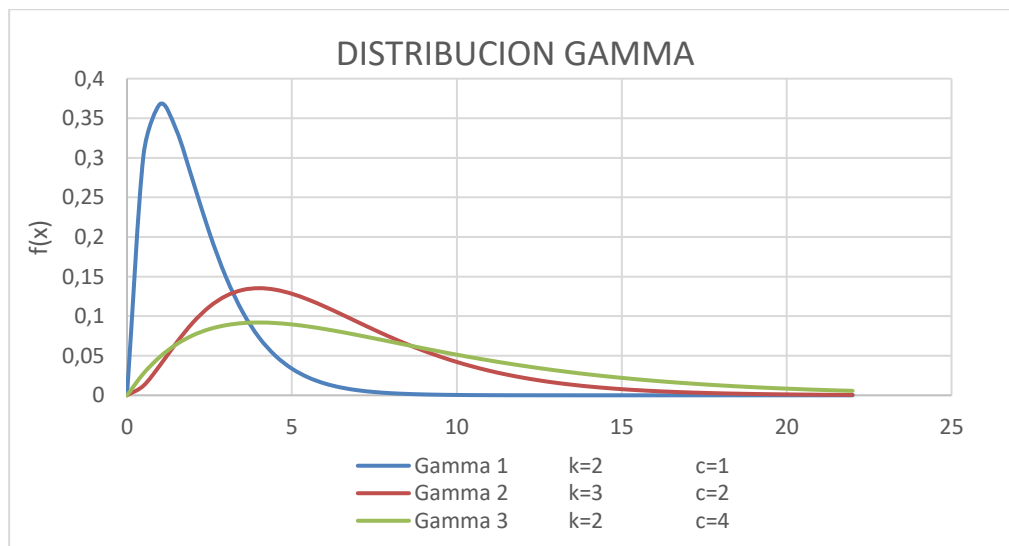


Figura 2.4 Función de Densidad de Probabilidad Gamma. Elaboración propia Excel basada en [5].

2.3.1.3 Distribución Uniforme o Rectangular

Esta distribución es útil para describir una variable aleatoria con probabilidad constante, también suele ser usada para generar números aleatorios uniformemente distribuidos dentro de un rango determinado [12]. La función de densidad de probabilidad y la función de distribución acumulada Uniforme están dadas por la Ecuación 2.7 y Ecuación 2.8 respectivamente [9]. El parámetro importante que definen la distribución Uniforme es: a y b , $U(a, b)$.

$$f(x) = \frac{1}{b-a} \quad a < b \quad [2.7]$$

$$F(x) = \frac{x-a}{b-a} \quad x \in [a, b] \quad [2.8]$$

Siendo:

a = *parámetro de localización*

$(b-a)$ = *Factor de escala.*

La representación gráfica de la pdf Uniforme se presenta en la Figura 2.4, en la que esta defina en el rango (a, b) .

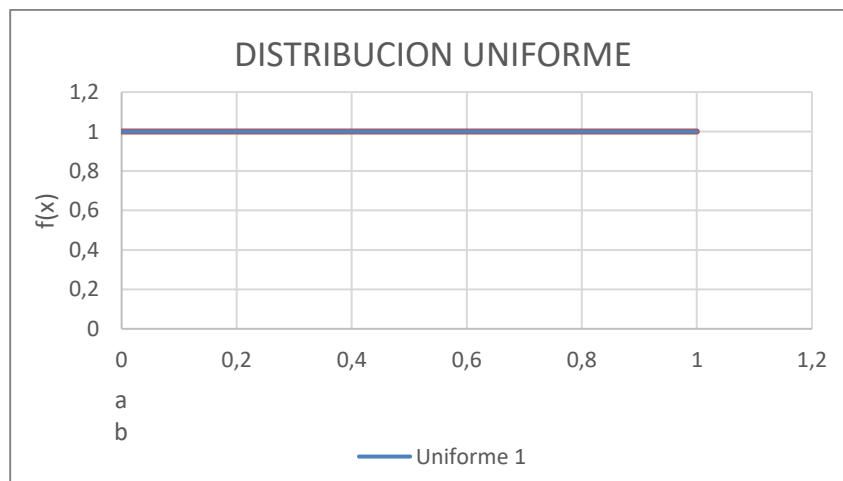


Figura 2.4 Función de Densidad de Probabilidad Uniforme. Elaboración propia Excel basada en [5].

2.3.1.4 Distribución Weibull

La distribución Weibull se caracteriza por ser usada para modelar situaciones del tipo tiempo – fallo, modelar tiempos de vida. Por ejemplo, con la distribución Weibull se puede representar el comportamiento climático de la lluvia en un año determinado [12]. La función de densidad de probabilidad y la función de distribución acumulada de Weibull están dadas por la Ecuación 2.9 y Ecuación 2.10 respectivamente. Los parámetros que definen la distribución Weibull son: factor de forma (k) y factor de escala (c), Weibull (k, c) definidas por la Ecuación 2.11 y Ecuación 2.12 [9].

$$f(x) = \left\{ \begin{array}{l} \frac{k}{c} * \left(\frac{x}{c}\right)^{k-1} * e^{-(x/c)^k}, \text{ si } x \geq 0; c, k > 0 \\ 0 \text{ otros casos} \end{array} \right\} \quad [2.9]$$

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{c}\right)^k} \quad [2.10]$$

$$k = \left(\frac{\sigma}{m}\right)^{-1.086} \quad [2.11]$$

$$c = \frac{m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad [2.12]$$

Siendo:

$x = \text{variable aleatoria}$

$\Gamma = \text{Funcion gamma}$

La representación gráfica de la pdf Weibull se presenta en la Figura 2.5, en la que se varía el factor de escala y de forma para ver cómo es su comportamiento con diferentes valores.

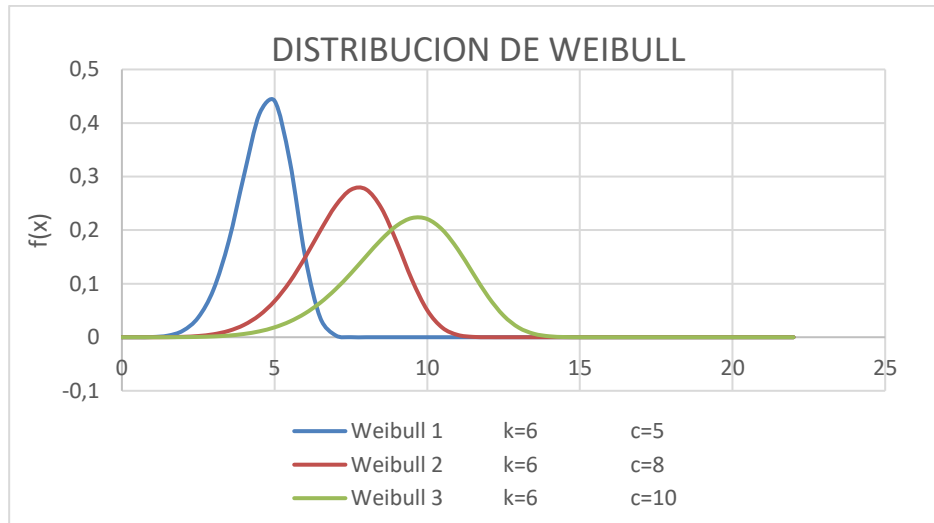


Figura 2.5 Función de Densidad de Probabilidad Weibull. Elaboración propia Excel basada en [5].

2.3.1.5 Distribución Exponencial

La distribución exponencial se caracteriza por ser usada para describir un proceso en el que se desea saber en qué tiempo ocurre determinado evento. Por ejemplo, el tiempo que transcurre entre dos heridas graves sufridas por una persona [12]. La función de densidad de probabilidad y la función de distribución acumulada Exponencial están dadas por la Ecuación 2.13 y Ecuación 2.14 respectivamente [5]. El parámetro que definen la distribución Exponencial es: λ , $\text{Exp}(\lambda)$ $\lambda = \frac{1}{\beta}$ siendo β el factor de escala.

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x} , \quad \text{si } x > 0; \lambda > 0 \quad [2.13]$$

$$F(x) = 1 - e^{-\lambda x} \quad [2.14]$$

La representación gráfica de la pdf Exponencial se presenta en la Figura 2.6, en la que se varía el factor de escala para ver cómo es su comportamiento con diferentes valores.

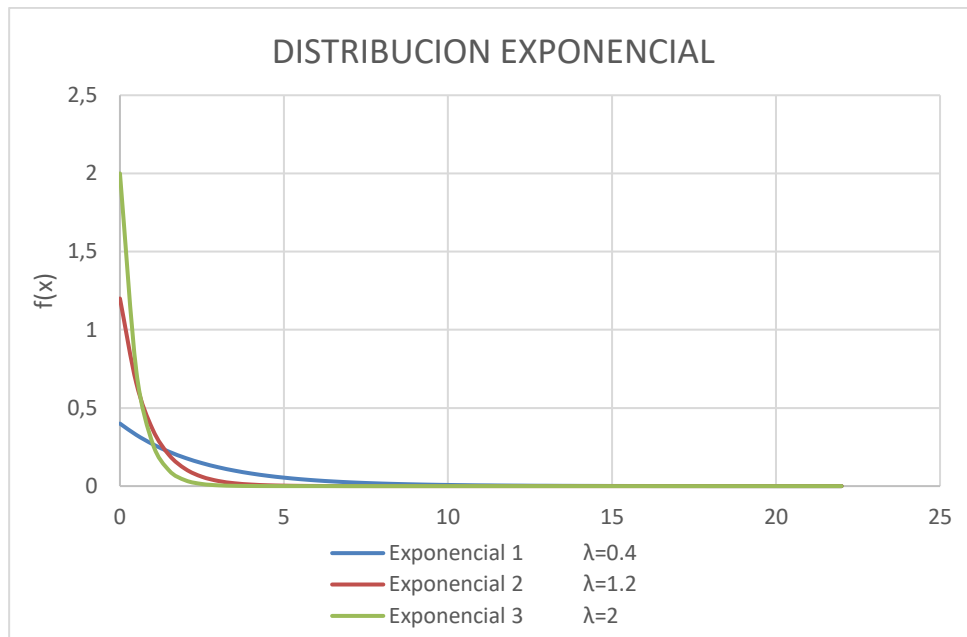


Figura 2.6 Función de Densidad de Probabilidad Exponencial. Elaboración propia Excel basada en [5].

2.3.2 Criterios de Evaluación de Funciones de Probabilidad

Al momento de elegir una función de densidad de probabilidad que se adapte mejor a los datos reales u observación del fenómeno a ser estudiado, hay que evaluar criterios que se basan en técnicas estadísticas.

Para este análisis se utilizan dos criterios de errores que se calculan al comparar los resultados de los datos observados (histogramas) con los valores integrados de las funciones de densidad de probabilidad en el intervalo que se considera en el estudio [13].

➤ Error Medio Absoluto (MAE)

A continuación, se presenta la Ecuación 2.15 [10] con la cual se puede calcular el error medio absoluto.

$$MAE = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n |f_i - y_i| \quad [2.15]$$

Siendo:

n = número de datos

f_i = función obtenida de la pdf

y_i = función de las variables reales (histogramas)

➤ Raíz del error Cuadrático Medio (RMSE)

A continuación, se presenta la Ecuación 2.16 [10] con la cual se puede calcular la raíz del error cuadrático medio.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - y_{ic})^2} \quad [2.16]$$

Siendo:

y_i = función de las variables reales (histograma)

y_{ic} = cdf

2.3.3 Generación de Variables Aleatorias Mediante Método de la Transformada Inversa.

En la generación de muestras de valores aleatorios hay algunos métodos que se utilizan con frecuencia como: Transformada Inversa, Rechazo, Radios Uniformes, Composición y Convulación, de los cuales los más aplicados son la transformada inversa y rechazo. El método del rechazo es aplicable a casi todos los casos pero conlleva una carga de procesamiento alta lo que retrasa el logro de resultados, en cambio el método de transformada inversa es el más usado gracias a su velocidad pero con la desventaja de no ser aplicable a todas las distribuciones [14].

Para el análisis de variables estocásticas (velocidad del viento y radiación solar) el método de la transformada inversa es muy adaptable ya que genera valores uniformemente distribuidos entre ($\mu = [0,1]$), lográndose que la variable tome valores que están dentro de este rango con igual probabilidad de ser elegidos.

La función de probabilidad P que modela la variable estocástica de estudio en un espacio R, o la Variable aleatoria x con una distribución P, se describe en la Ecuación 2.17 y Ecuación 2.18 [15].

$$F: x \in R \rightarrow (x) = P([-\infty, x]) = P(X \leq x) \quad [2.17]$$

$$F^{-1}: \mu \in [0,1] \rightarrow F^{-1}(\mu) = \inf\{y \in R: F(y) \geq \mu\} \quad [2.18]$$

Siendo:

P = Función de probabilidad

F^{-1} = función inversa de la cdf

\inf = mínimo de la función o función infinita

Mediante la asociación a la transformada inversa de una cdf, se determina el pronóstico de las variables estocásticas velocidad de viento y radiación solar, indispensables para la determinación de las potencias generadas por los sistemas eólicos y fotovoltaicos, pudiéndose de esta manera generar una muestra estadística mediante simulación de Montecarlo.

2.4 SIMULACIÓN MONTECARLO APLICADA A VARIABLES ESTOCÁSTICAS (VELOCIDAD DEL VIENTO Y RADIACIÓN SOLAR)

Se denomina Simulación Montecarlo al experimento de generar números aleatorios o pseudo-aleatorios de cualquier distribución de probabilidad o proceso estocástico para evaluar de forma numérica, indirecta o artificial un modelo matemático que permite estimar el comportamiento de un sistema o proceso que involucra variables aleatorias [9]. La técnica de Simulación Montecarlo da un proceso apegado a la realidad que permite una adecuada aproximación a un modelo determinista, es por este motivo que se utiliza en sistemas de generación renovable (generación eólica y solar fotovoltaica) teniendo resultados más precisos.

Los números pseudo-aleatorios se generan el momento en que los números aleatorios se asocian a una función de densidad de probabilidad como: Normal, Weibull, Uniforme, entre otras que ya fueron analizadas anteriormente en la sección 2.3.1. Algo importante a considerar para la generación de números aleatorios son los datos de entrada, mientras más datos recolectados de un sistema a ser simulado es mucho mejor ya que se puede tener un sistema casi real, para el resultado deseado en variables estocásticas se necesita un cierto número de

iteraciones hasta llegar a valores de convergencia que sean casi determinísticos y así modelar el fenómeno deseado.

2.5 PROGRAMACIÓN DE OPERACIÓN

Programar la operación de Sistemas Eléctricos de Potencia es determinar la cantidad de generación y compromiso de sus unidades generadoras que minimice los costos de operación en un periodo definido. La programación se realiza con el objetivo de abastecer la demanda considerando la calidad de producto y servicio técnico.

La resolución de este tipo de problemas es compleja dada su dimensión y complejidad matemática, su resolución requiere la utilización de técnicas de descomposición temporal mediante las que se crean diferentes subproblemas con diferentes escalas de tiempo, para entender de mejor manera se divide la programación de operación en diferentes etapas que se presentan a continuación.

2.5.1 Programación de Largo Plazo

La Programación de Largo Plazo es determinar el modo de operación del sistema de generación para que el costo en el tiempo establecido sea mínimo, el horizonte de decisión típicamente es de 2 a 5 años con discretización mensual.

2.5.2 Programación de Mediano Plazo

La Programación de Mediano Plazo es determinar los recursos del sistema para la generación considerando un mayor detalle de su modelación en relación a la Programación de Largo Plazo. El horizonte de estudio es de uno a dos años con discretización diaria o semanal.

2.5.3 Programación de Corto Plazo

Para la Programación de Corto Plazo se utilizan los resultados de la programación semanal con la finalidad de determinar la operación del sistema para el día siguiente. Mediante esta programación se determina la potencia horaria con la que cada generador operará al día siguiente, teniendo en cuenta restricciones técnicas de operación y disponibilidad probable de recursos energéticos renovables.

2.5.3.1 Selección de Unidades

La Selección de Unidades (Unit Commitment - UC) se refiere a la selección estratégica de centrales térmicas disponibles que pueden proveer electricidad cumpliendo ciertas restricciones de operación. El UC tiene como objetivo seleccionar la o las unidades de manera óptima en función a sus costos de operación y costos de arranque para determinar que unidades van a abastecer la demanda en cada instante del periodo considerado.

Por medio de restricciones matemáticas se modelan límites físicos relativos a la operación de cada unidad térmica, tales como: tiempo máximo de operación, tiempo de espera para el arranque, pendientes de toma de carga y descarga y límites de entrega de potencia. Estas características hacen que la formulación matemática sea compleja ya que exista un alto número de soluciones factibles, siendo el método de solución más usado la Programación Lineal Entera Mixta (MIP) [16].

2.5.3.2 Despacho Económico

El Despacho Económico es la distribución de la potencia efectiva entre las maquinas que fueron comprometidas en el UC para cubrir la carga del sistema, la función objetivo de esta optimización, es minimizar los costos de operación de las máquinas térmicas que deben abastecer la demanda en cada instante del periodo considerado.

El despacho económico aplicado a un sistema híbrido está enfocado en la determinación de la potencia proveniente de unidades de generación convencional que permita cubrir los requerimientos de la demanda en consideración del pronóstico de la generación no convencional. La programación de la operación en el corto plazo es un problema complejo debido a la incertidumbre de las variables involucradas, en este contexto, la selección de unidades y su despacho debe permitir abastecer la demanda a un costo mínimo de operación.

2.6 FORMULACION MATEMÁTICA PROGRAMACIÓN DE CORTO PLAZO

Para desarrollar un despacho económico térmico de corto plazo se debe considerar los límites físicos que se formulan de manera matemática para cada generador térmico, también se debe tomar en cuenta que el BESS va a formar parte de este modelo de despacho económico y el mismo tiene parámetros técnicos que debe cumplir para prolongar su vida útil.

2.6.1 Modelo matemático de un generador térmico

Al mencionar anteriormente que los generadores térmicos tienen diferentes condiciones y características básicas de funcionamiento, estas características se las debe limitar matemáticamente.

Los sistemas termoelectrónicos tienen características propias las cuales se pueden modelar matemáticamente como son:

- Costos de funcionamiento
- Límites de producción
- Restricciones de rampa subida
- Restricciones de rampa de bajada
- Restricciones mínimas de tiempos de funcionamiento
- Restricciones mínimas de tiempos de parada y
- Reserva de potencia.

A continuación, se presentan las características modeladas matemáticamente [17]:

2.6.1.1 Costo de Operación

Cada unidad térmica posee una curva de costos específica, la cual describe y representa a cada generador dicha curva matemáticamente se representa en la Ecuación 2.19.

$$CT = aP_{gt,t}^2 + bP_{gt,t} + c_{gt} \quad [2.19]$$

Siendo:

$p_{gt,t}$: potencia generación térmica en el tiempo

a, b, c : coeficientes de costos de combustible

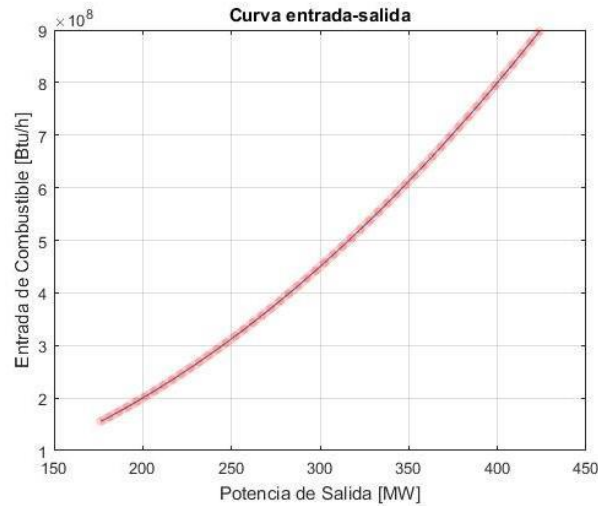


Figura 2.9 Curva entrada-salida para una unidad de generación térmica. Figura tomada de [18].

La entrada a la unidad generadora se mide en BTU/h, mientras la salida es la potencia real que dada en [MW].

Si en la curva de entrada-salida incluimos el costo en dólares del combustible \$/BTU, realizando esta operación $\frac{\$}{BTU} * \frac{BTU}{h}$ nos da como resultado el costo en dólares por hora \$/h.

La expresión cuadrática que está compuesta por a y b que es el termino cuadrático y lineal los cuales están en función de la potencia generada por lo que estos términos son afectados solamente a partir de la cantidad de MW producidos, c es el termino constante y refleja los costos fijos de la unidad por el hecho de estar en línea o generando en sistema nacional interconectado. Siendo así si la unidad térmica no está produciendo energía eléctrica los únicos costos que aparecerán son los fijos.

2.6.1.1.1 Modelamiento Función de Costos por Tramos (Piecewise Linear Function PWL)

Una función PWL es una aproximación del comportamiento No Lineal utilizando un mapeo de descripciones lineales por segmentos, donde cada segmento es visto como una ecuación de recta, viéndolo de esta manera el problema básico es transformado de una ecuación No Lineal a un sistema de ecuaciones lineales [19].

A continuación, veremos en la Ecuación 2.22 [20] la definición matemática de la PWL para el costo de unidades térmicas, realizáramos la formulación matemática por partes hasta llegar a la formula general PWL de costos en tramos.

$$Costopaso(Pk_{gt,k}) = \frac{\Delta Costo_{g,k}}{\Delta P_{g,k}} = \frac{Costo(P_{final_{g,k}}) - Costo(P_{inicial_{g,k}})}{paso_{g,k}} \quad [2.20]$$

$$paso_{g,k} = \frac{P_{max_{g,k}} - P_{min_{g,k}}}{Max.k} \quad [2.21]$$

$$Piecwise\ linear\ fuction: Costo(P_{min_{gt}}) + \sum_k Costopaso(Pk_{gt,k}) * (Pk_{gt,k}) \quad [2.22]$$

Siendo:

$P_{max_{g,k}}$ = potencia máxima o final del generador en cada tramo k

$P_{min_{g,k}}$ = potencia minima o inicial del generador en cada tramo k

$Costo(P_{inicial_{g,k}})$ = costo del generador al inico de cada tramo k

$Costo(P_{final_{g,k}})$ = costo generador al final de cada tramo k

$(Pk_{gt,k})$ = costo calculado en cada tramo

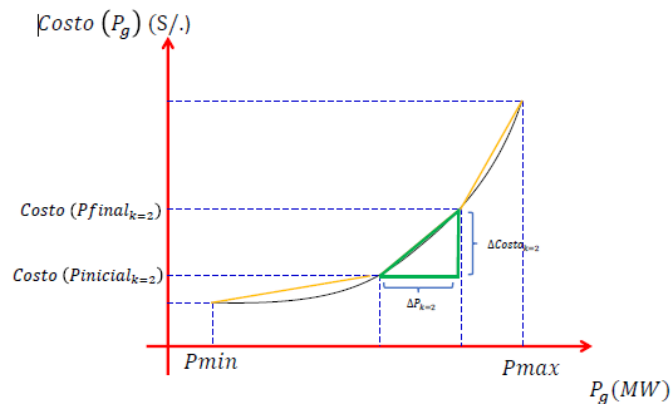


Figura 2.10 Curva de Costos Función PWL para una unidad de generación térmica en tramos. Figura tomada de [20].

2.6.1.2 Límites de Producción

Los límites de producción son los valores máximos Ecuación 2.23 [17] y mínimos Ecuación 2.24 [17] que cada unidad termoeléctrica genera en un periodo de tiempo determinado, estos valores dependen de la potencia máxima y mínima que tiene cada unidad de generación, siendo importante no superar los límites operativos y técnicos de fabricación de la unidad térmica [21].

$$p_{max_{gt,t}} \quad p_{gt,t} \leq u_{gt,t} * p_{max_{gt}} \quad [2.23]$$

$$p_{min_{gt,t}} \quad p_{gt,t} \geq u_{gt,t} * p_{min_{gt}} \quad [2.24]$$

Siendo:

$u_{gt,t}$: variable de decisión 1 esta encendido u 0 esta fuera de servicio la unidad térmica

$p_{gt,t}$: potencia termica generada en un periodo de tiempo

$p_{max_{gt}}$: potencia maxima de generador

$p_{min_{gt}}$: potencia minima de generador

2.6.1.3 Restricciones de Rampa

Las restricciones de rampa son limites técnicos que las unidades térmicas deben cumplir al instante que están generando.

Estas restricciones están asociadas a los acoples y desacoples de las unidades térmicas en el sistema de generación [17].

2.6.1.3.1 Rampa de Subida

La rampa de subida nos da el valor límite máximo en MW que la unidad térmica puede aumentar desde un periodo t a un siguiente periodo t+1.

La Ecuación 2.25 [17] nos dice que la potencia generada por la unidad térmica en el periodo t menos la potencia generada en el periodo anterior t-1 debe ser menor o igual a su rampa de subida.

Ejemplo: se tiene una rampa de subida de 40 MW, en el periodo anterior arranco con 60 MW y se necesita más energía térmica para suplir la demanda en el siguiente periodo, pero esta no puede duplicar su producción, solamente puede subir 40 MW en el siguiente periodo lo cual produciría 100 MW en el t+1.

$$p_{gt,t} - p_{gt,t-1} \leq R_{Sgt} \quad [2.25]$$

Siendo:

$p_{gt,t}$: potencia térmica generada en un periodo de tiempo

$p_{gt,t-1}$: potencia térmica generada en el periodo anterior

R_{Sgt} : limite de potencia rampa de subida

2.6.1.3.2 Rampa de bajada

La rampa de bajada nos da el valor límite máximo en MW que la unidad térmica puede disminuir desde un periodo t a un siguiente periodo t+1.

La Ecuación 2.26 [17] nos dice que la potencia generada por la unidad térmica en el periodo t-1 menos la potencia generada en el periodo anterior t debe ser menor o igual a su rampa de bajada.

Ejemplo: se tiene una rampa de bajada de 20 MW, en ese periodo tiene 100 MW y se necesita disminuir generación en el siguiente periodo, pero no se puede bajar a la mitad de su producción, solamente puede disminuir 200 MW entonces el siguiente periodo tendrá 80 MW en el t+1 [21].

$$p_{gt,t-1} - p_{gt,t} \leq R_{bgt} \quad [2.26]$$

Siendo:

$p_{gt,t}$: potencia térmica generada en un periodo de tiempo

$p_{gt,t-1}$: potencia térmica generada en el periodo anterior

R_{bgt} : limite de potencia rampa de bajada

2.6.1.4 Tiempo Mínimo de Operación

La generación termoeléctrica trabaja por medio de calderas las cuales no se pueden acoplar o desacoplar bruscamente de un periodo a otro, estas deben cumplir tiempos mínimos de operación para ser tanto acopladas o desacopladas del sistema de generación. Para lo cual a continuación se hace el modelamiento matemático para el tiempo mínimo de operación y el tiempo de espera para el arranque.

El tiempo mínimo de operación es aquel tiempo que cuando la unidad térmica entra en generación de energía eléctrica esta no puede dejar de funcionar hasta que cumpla un mínimo de horas que ha sido previamente analizadas bajo criterios técnicos de cada unidad [21].

El tiempo mínimo de operación se plantea matemáticamente en tres momentos diferentes del periodo en análisis, este periodo se refiere aun día 24 horas en los cuales el acople y desacople es vital:

- Horas iniciales del periodo en análisis
- Horas intermedias del periodo en análisis
- Últimas horas del periodo en análisis

2.6.1.4.1 Horas Iniciales del Periodo en Análisis

Para este periodo de análisis hay que tener en cuenta las horas que ha venido trabajando y el tiempo mínimo de funcionamiento, el tiempo mínimo viene dado por el fabricante estos tiempos vienen enlazados con la variable binaria $u_{gt,t}$ lo que indica que, si está en funcionamiento o no, al conocer esas horas restantes se puede conocer el futuro de la variable binaria $u_{gt,t}$ para los tiempos desde $t=1$ hasta la cantidad de horas restantes que la unidad debe estar acoplada al sistema [21]. La Ecuación 2.27 [17] describe la operación en las primeras horas del periodo en análisis.

$$tmo1_{gt} = \sum_{t=1}^{tforzado} (1 - u_{gt,t}) = 0 \quad [2.27]$$

Siendo:

$tmo1_{gt} = \text{horas iniciales del periodo de analisis de forzado}$

$tforzado_{gt}$ = tiempo de forzado a cumplir el tiempo de funcionamiento

$u_{gt,t}$ = variable de decision 1 esta encendido u 0 esta fuera de servicio

$t = h$ = tiempo horas

2.6.1.4.2 Horas Intermedias del Periodo en Análisis

Este análisis se lo realiza cuando una máquina arranca en cualquier otra hora dentro del periodo de análisis, el tiempo intermedio está asociada a la variable arranque de la unidad térmica $y_{gt,t}$ esta vale 1 si arranca en t y el tiempo mínimo de funcionamiento debe cumplirse, entonces para la variable asociada con el acople $u_{gt,t}$ debe valer 1 en todos los tiempos i tal que la desigualdad se cumpla [21]. La Ecuación 2.28 [17] describe la operación en las primeras horas del periodo en análisis.

$$tmo2_{gt,t}(tforzado) = \sum_{i=h=t}^{t+TMO-1} u_{gt,h} \geq TMO_{gt} * y_{gt,t} \quad [2.28]$$

Siendo:

$tmo2_{gt}$ = horas intermedias del periodo de analisis de forzado

$y_{gt,t}$ = toma el valor de 1 cuando arranca la maquina y 0 cuando esta parada

$u_{gt,t}$ = variable de decision 1 esta encendido u 0 esta fuera de servicio

TMO_{gt} = tiempo minimo de operacion

$t = h$ = tiempo horas

2.6.1.4.3 Últimas Horas del Periodo en Análisis

Este periodo nos dice que, si la unidad arranca estando cercano al final del periodo en análisis, se obliga que todas esas horas hasta llegar a T , la variable binaria de acople obligadamente debe valer 1, para que la desigualdad se cumpla como se presenta en la Ecuación 2.29 [17] .

$$tmo3_{gt,t}(TMO) = \sum_{i=h=t}^T (u_{gt,h} - y_{gt,t}) \geq 0 \quad [2.29]$$

Siendo:

$tmo3_{gt}$ = horas finales del periodo de analisis de forzado

$y_{gt,t}$ = toma el valor de 1 cuando arranca la maquina y 0 cuando esta parada

$u_{gt,t}$ = variable de decision 1 esta encendido u 0 esta fuera de servicio

TMO_{gt} = tiempo minimo de operacion

T = tiempo de analisis

$t = h$ = tiempo horas

2.6.1.5 Tiempo Mínimo de Parada

El Tiempo Mínimo de Parada es el tiempo en el que la unidad térmica ha dejado de generar energía eléctrica, pero por razones técnicas no puede ser acoplada nuevamente en la siguiente hora, de ser requerida [21].

De igual manera que en el tiempo mínimo de operación en el tiempo mínimo de parada también se plantea matemáticamente en tres momentos diferentes del periodo en análisis, este periodo se refiere aun día 24 horas en los cuales el acople y desacople es vital:

- Horas iniciales del periodo en análisis
- Horas intermedias del periodo en análisis
- Ultimas horas del periodo en análisis

2.6.1.5.1 Horas Iniciales del Periodo en Análisis

En este periodo nos perite conocer el tiempo restante que la unidad debe permanecer parada, se dice que dicho tiempo restante será igual al tiempo mínimo de parada menos las horas que lleva parada la unidad; siempre y cuando la unidad este desacoplada $u_{gt,t}$ en el periodo inicial [17] . La Ecuación 2.30 [17] describe la operación en las primeras horas del periodo en análisis.

$$tea1_{gt,t}(tnoforzado) \geq 0 = \sum_{t=1}^{tnoforzado} (u_{gt,t}) = 0 \quad [2.30]$$

Siendo:

$tea1_{gt,t}$ = horas iniciales del periodo de analisis de espera

$tnoforzado_{gt}$ = tiempo de forzado a cumplir el tiempo de espera

$u_{gt,t}$ = variable de decision 1 esta encendido u 0 esta fuera de servicio

$t = h$ = tiempo horas

2.6.1.5.2 Horas Intermedias del Periodo en Análisis

Este análisis se lo hace cuando una máquina no se para al inicio sino en cualquier otra hora dentro del periodo de análisis, se observa que al existir un paro en el tiempo t , la variable asociada con el paro de la unidad térmica $w_{gt,t}$, vale 1 por lo que el tiempo mínimo de parada debe cumplirse. Para que esto se cumpla debe valer 0 la variable asociada con el acople de la maquina $u_{gt,t}$ en todos los tiempos i , tal que la desigualdad se cumpla como se observa en la Ecuación 2.31 [17].

$$tea2_{gt,t}(tnoforzado) = \sum_{h=t}^{t+TEA-1} (1 - u_{gt,h}) \geq TEA_{gt} * w_{gt,t} \quad [2.31]$$

Siendo:

$tea2_{gt,t}$ = horas intermedias del periodo de analisis de espera

$w_{gt,t}$ = toma el valor de 1 cuando esta parada la maquina y 0 cuando arranque

TEA_{gt} = tiempo espera para el arranque

$u_{gt,t}$ = variable de decision 1 esta encendido u 0 esta fuera de servicio

$t = h$ = tiempo horas

2.6.1.5.3 Últimas Horas del Periodo de Análisis

En este periodo se trata el análisis cuando la máquina se para en un tiempo cercano al final del periodo, esto obliga a que todas esas horas hasta llegar al periodo T la variable binaria de acople obligatoriamente debe valer 0, para que la desigualdad se cumpla [17].

$$tea3_{gt,t}(TEA) = \sum_{h=t=i}^T (1 - u_{gt,h} - w_{gt,t}) \geq 0 \quad [2.32]$$

Siendo:

$tea3_{gt,t}$ = horas finales del periodo de analisis de espera

$w_{gt,t}$ = toma el valor de 1 cuando esta parada la maquina y 0 cuando arranque

$u_{gt,t}$ = variable de decision 1 esta encendido u 0 esta fuera de servicio

TEA_{gt} = tiempo espera para el arranque

$t = h = i$ = tiempo horas

T = tiempo de analisis

2.6.1.6 Reserva de Potencia

La reserva de potencia es la que se encarga de asegurar la respuesta del sistema ante posibles contingencias en las unidades de generación y se observa en la Ecuación 2.33 [16].

$$Reserva_t = \sum_{gt=1}^{gt} (Pmax_{gt} * u_{gt,t}) \geq D_t + R_t \quad [2.33]$$

Siendo:

$Pmax_{gt}$ = potencia máxima del generador

$u_{gt,t}$ = variable de decision 1 esta encendido u 0 esta fuera de servicio

D_t = Demanda de potencia en un determinado t

$R_t = \text{Potencia de reserva}$

2.6.1.7 Lógica Binaria de Funcionamiento

Está presente en las máquinas térmicas y considera: variable de arranque, variable de parada y acople o desacople. Se tiene restricciones que permiten que la lógica funcione como se muestra en la Ecuación 2.34 [17] el balance binario para arranque, paro y estado operativo y en la Ecuación 2.35 [17] se encuentra el balance binario para arranque y paro [22][21].

$$u_{gt,t} - u_{gt,t-1} = y_{gt,t} - w_{gt,t} \quad t = 1, \dots, T \quad [2.34]$$

$$y_{gt,t} + w_{gt,t} \leq 1 \quad [2.35]$$

Siendo:

$u_{gt,t} = \text{variable de decision 1 esta encendido u 0 esta fuera de servicio}$

$w_{gt,t} = \text{toma el valor de 1 cuando esta parada la maquina y 0 cuando arranque}$

$y_{gt,t} = \text{toma el valor de 1 cuando arranca la maquina y 0 cuando esta parada}$

2.6.1.8 Formulación Costos de Arranque y Parada

Los costos de arranque y parada matemáticamente están asociados a la lógica binaria de funcionamiento de una máquina, se plantea la Ecuación 2.36 de costo de arranque y la Ecuación 2.37 para el costo de parada [21].

$$carr_{gt,t} \geq ca_{gt} * y_{gt,t} \quad [2.36]$$

$$cpar_{gt,t} \geq cp_{gt} * w_{gt,t} \quad [2.37]$$

2.6.1.9 Función Objetivo

El problema tiene una función objetivo que es minimizar los costos operativos de las unidades de generación que están enlazadas en el sistema para abastecer la demanda dentro de un

periodo de tiempo determinado [16]. A continuación, se plantea la Ecuación 2.38 [16] en la cual se puede observar los parámetros que intervienen en una F.O.

$$Z = F.O = \min(F) = \sum_{i=1}^n Ci * Pg_i \quad [2.38]$$

Siendo:

Ci = costo de generación térmica

Pg_i = función de costos de generación térmica

n = número de generadores

2.6.1.10 Balance Energético

En un sistema eléctrico de potencia el objetivo principal es abastecer la demanda en todo instante, la violación de esta restricción afecta al sistema produciendo variaciones de frecuencia nominal, pudiendo presentar condiciones de inestabilidad en el sistema [17]. A continuación, se plantea dicha restricción en la Ecuación 2.39 [16].

$$\sum_{i=1}^n P_{i,t} = D_t \quad \forall t \quad [2.39]$$

Siendo:

$P_{i,t}$ = Potencia Activa de unidades generadoras

D_t = Demanda de potencia en un determinado t

2.6.1.11 Sistema BESS

El sistema de baterías en la actualidad es un complemento muy importante en los sistemas con generación no convencional. Mediante una modelación matemática adecuada del SOC

Ecuación 2.40 [6] se puede cargar y descargar energía en ciertos intervalos de tiempo de manera óptima [23].

$$SOC_{bes,t} = SOC_{bes,t-1} + Pc_{bes,t} * \eta_c - \frac{Pd_{bes,t}}{\eta_d} \quad [2.40]$$

Siendo:

$SOC_{bes,t-1}$ = Estado de carga inicial

$Pc_{bes,t}$ = potencia de carga de la batería

$Pd_{bes,t}$ = potencia de descarga de la batería

η_c = rendimiento en la etapa de carga de batería

η_d = rendimiento en la etapa de descarga de la batería

Parámetros de BESS [29]:

SOC_0 = estado de carga inicial

SOC_{max} = estado de carga máxima

P_{dmax} = potencia de descarga máxima

P_{dmin} = potencia de descarga mínima

P_{cmax} = potencia de carga máxima

P_{cmin} = potencia de carga mínima

2.7 PROGRAMACIÓN LINEAL ENTERA MIXTA (MIP)

En algunos casos de aplicación reales de ingeniería, algunas de las variables no son reales, son enteras e incluso están más restringidas siendo binarias, es decir que toman valores exclusivamente de 0 o 1, por lo cual a continuación se detalla los tipos de programación que abarca un (MIP).

Programación Entera Pura

Una programación es entera pura cuando las variables son enteras, esto quiere decir que toman valores positivos y no fraccionarios.

Programación Entera Combinada

Una programación es entera combinada cuando se tiene variables enteras y fraccionadas, esto quiere decir que solo alguna de las variables sea un número entero.

Programación Entera Binaria

Se tiene una programación entera binaria cuando las variables toman valores absolutos de 0 y 1, también se las conoce como condiciones de estado (encendido – apagado, acoplado – desacoplado, abierto – cerrado, entre otros ejemplos).

2.7.1 Programación Lineal Entera Mixta

Un enfoque primitivo de resolución consiste en evaluar cada posible solución, es decir, cada una de las combinaciones de valores para las variables del problema, como ejemplo se puede plantear un problema pequeño que podría tener diez variables y diez valores para cada variable lo que llevaría a tener diez mil millones de posibles soluciones, siendo necesario el desarrollo de métodos de solución inteligentes como la programación lineal entera mixta que tiene la capacidad de analizar y resolver una combinación de variables lineales, enteras y binarias [16]. Para llegar a una solución óptima se hace uso de diferentes métodos de solución que se indican a continuación [24].

- Ramificación y Acotamiento (Branch and Bound)
- Generación de Planos de Corte
- Ramificación y Corte (Branch and Cut)

2.7.2 Métodos de Solución

La Programación Lineal Entera Mixta al tener una mayor amplitud en la toma de decisiones tiene varios métodos de solución de los cuales tres métodos específicos son presentados a continuación.

2.7.2.1 Método de Ramificación y Acotamiento (Branch and Bound)

Este método es muy utilizado, ya que se basa en el principio divide y vencerás esto se refiere que al dividir (ramifica) el conjunto de soluciones enteras en subconjuntos disjuntos cada vez menores, determina (acota) el valor de la mejor solución del subconjunto, por ejemplo, la cota inferior en un problema de maximización de un MIP es la mayor solución entera factible encontrada hasta el momento, también poda (elimina) la rama del árbol si la cota indica que no puede sostener la solución óptima.

El procedimiento para realizar una optimización con Branch and Bound se hace mediante una inicialización de la cota superior de la función objetivo (F.O.) cuando se realiza una maximización, para luego resolver una relajación del problema habitualmente lineal para encontrar el nodo raíz, seguido de los pasos anteriores se acota obteniendo en cada nodo su F.O., y si no se encuentra una solución se poda la rama al ser infactible, aplicando el criterio de optimalidad para cuando no existan nodos sin analizar siendo esta la solución entera actual, la óptima, caso contrario se realiza otra iteración [20][25]. A continuación, se presenta un ejemplo de ramificación y acotamiento [26].

$$\max Z = 4x_1 + 2x_2 + 7x_3 - x_4$$

$$x_1 + 5x_3 \leq 10$$

$$x_1 + x_2 - x_3 \leq 1$$

$$6x_1 - 5x_2 \leq 0$$

$$-x_1 + 2x_3 - 2x_4 \leq 3$$

$$x_i \geq 0 \quad i = 1, \dots, 4$$

$$x_i \text{ enteras} \quad i = 1, \dots, 3$$

En la Figura 2.11 se puede observar cómo se va ramificando y acotando hasta llegar a la respuesta de la F.O.

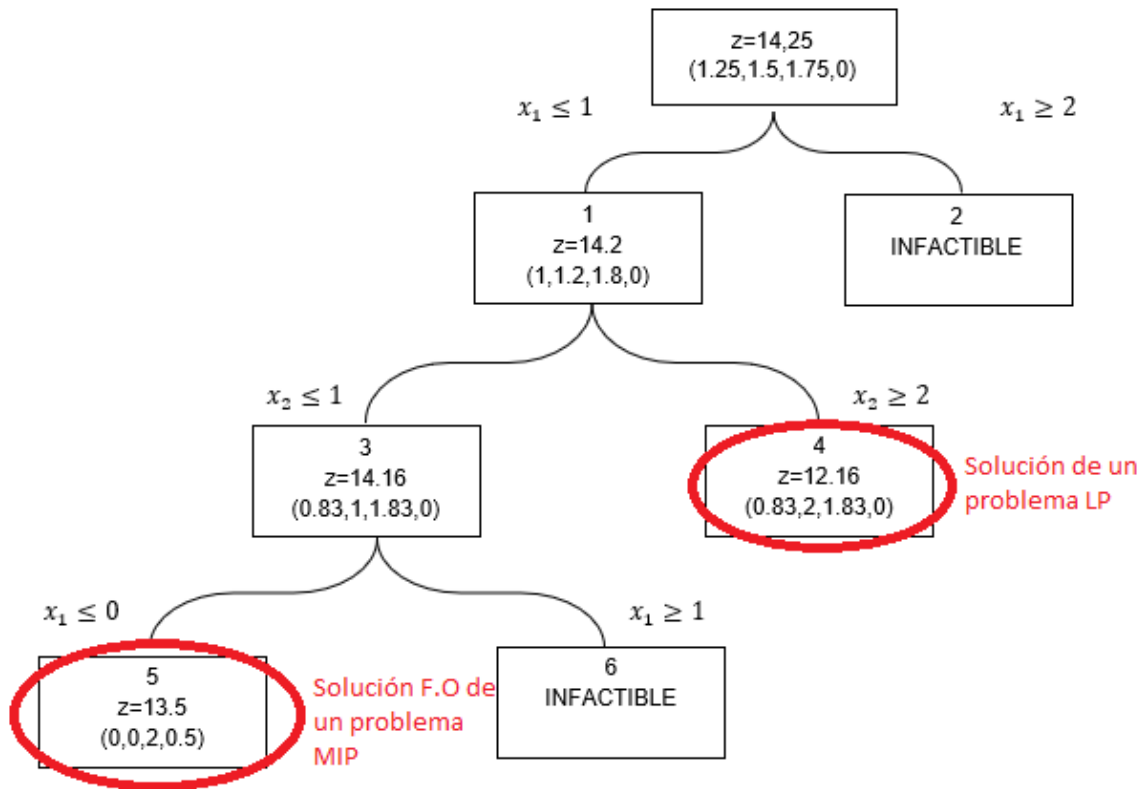


Figura 2.11 Solución de F.O método ramificación y acotado.

$$z = 13.5$$

$$F.O = Z = 13.5 \quad (x_1, x_2, x_3, x_4) = (0,0,2,0.5)$$

➤ Método Generación de Planos de Corte

Este método realiza una reducción de la región factible del problema (LP) sin eliminar soluciones factibles, estos cortes se hacen validando las restricciones del problema. El procedimiento se inicia resolviendo el problema relajado LP, si la solución óptima es entera se finaliza, caso contrario hay que obtener un plano de corte que viole la solución óptima actual, se añade el plano de corte a las restricciones y re-optimiza y si la solución óptima es entera se finaliza, se repite este proceso hasta que se encuentre la solución óptima requerida [23].

➤ Método de Ramificación y Corte (Branch and Cut)

Este método trabaja en conjunto con la ramificación y acotamiento más el método de planos de corte en los nodos, disminuyendo de esta forma el tiempo de resolución. El procedimiento de resolución se da mediante la elección de un nodo a evaluar (inicialmente el nodo raíz es el problema original relajado), luego se toma una decisión de generar o no planos de corte; si se lo hace, se añaden al problema resolviendo el mismo y si no se obtiene un resultado que satisfaga la F.O., se va aplicando poda y ramificación con criterios del método de ramificación y acotamiento visto anteriormente hasta llegar a la solución [23].

3. ESTRUCTURACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

En esta sección se plasma la elaboración de la herramienta de software que permite configurar y programar el algoritmo para el despacho de corto plazo mediante la utilización de los ambientes de programación GAMS y MATLAB.

3.1 GAMS

El Software GAMS es una abreviatura de General Algebraic Modelling System, GAMS es un lenguaje algebraico de programación de alto nivel diseñado para el desarrollo e implementación de modelos de optimización, este programa fue desarrollado por el departamento técnico del Banco Mundial para evaluar modelos de crecimiento de países en desarrollo, hoy en día GAMS es manejado por GAMS Corporation que se ha encargado de implementar y desarrollar más herramientas de optimización por lo cual es muy usado en aplicaciones de la industria, la ingeniería y las ciencias. Ejemplos de aplicación en la ingeniería eléctrica son: el despacho económico de corto plazo hidrotérmico, la programación de mantenimiento anual de centrales, el compromiso de unidades (Unit Commitment), entre muchas otras aplicaciones. GAMS tiene la facilidad de crear interfaces externas con otros lenguajes de programas (MATLAB, Python, Java, C++, entre otros) a su vez tiene una poderosa compilación de optimizadores para la resolución de programación lineal, lineal entera mixta, no lineal, entre otras [27].

En la Figura 3.5 se muestra la pantalla principal de GAMS, señalándose la identificación de cada ventana.

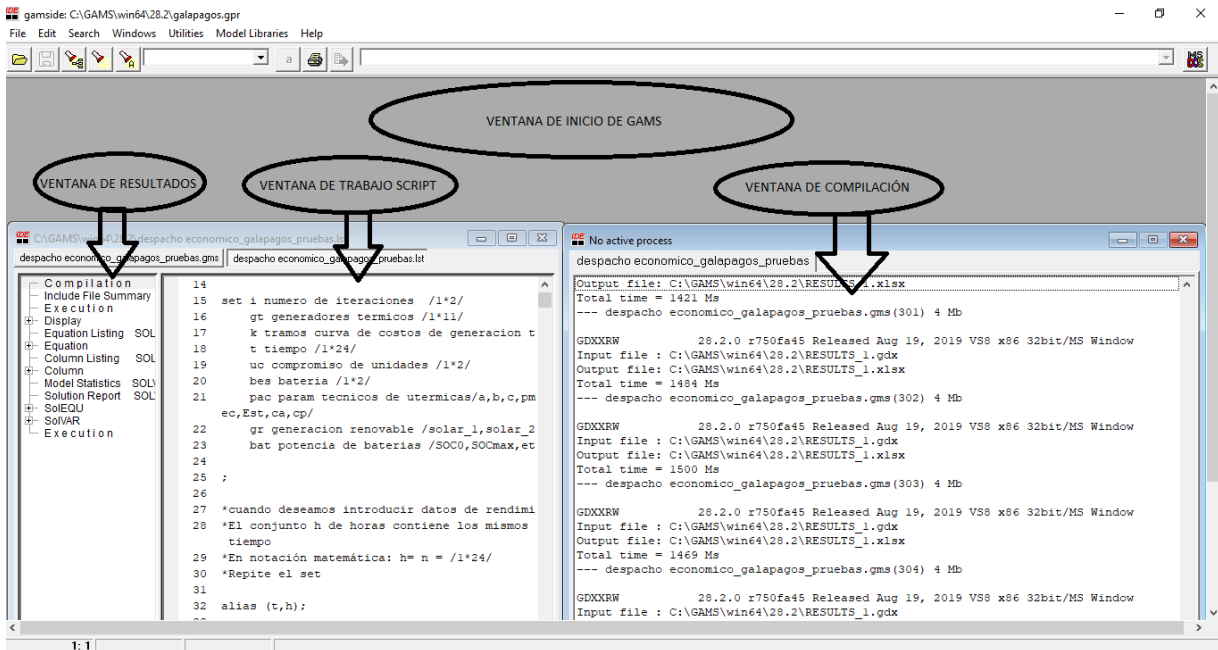


Figura 3.5 Ventanas Principales de GAMS.

Ventana de Inicio de GAMS

Interfaz principal del programa GAMS, constituye la base para la programación e incluye la barra de herramientas para gestionar proyectos, acceder a librerías, ayuda entre otras opciones.

Ventana de Trabajo o Creación de Proyecto

Puede ser considerada como el área de trabajo, similar a un script, el lenguaje de programación es de alto nivel y contribuye a resolver los problemas de optimización, los archivos que se generan son de extensión gams.

Ventana de Compilación

Esta ventana brinda un interfaz iterativo para la ejecución de la programación implementada por el usuario, permite detectar y solucionar problemas en la programación, en la gestión de datos, así como en la convergencia de la optimización.

Ventana de Resultados

Presenta los valores y variables que se procesan para llegar a la respuesta, se muestran variables de entrada, ecuaciones y resultados como se muestra en la Figura 3.5. Los resultados se almacenan en un archivo con extensión .list.

3.1.1 Lenguaje de Programación GAMS

El lenguaje de programación GAMS consiste en una modelación (módulo base) y un conjunto de *solvers* (algoritmos de resolución de problemas) integrados a elección y necesidad del usuario, todo esto depende el problema a resolver. Al utilizar el lenguaje GAMS no hay que preocuparse por el método de resolución, la escritura es muy intuitiva y fácilmente descifrada por los modeladores. Para iniciar se accede a la ventana de trabajo desde la barra de herramientas seleccionando new Project como se muestra en la Figura 3.6.

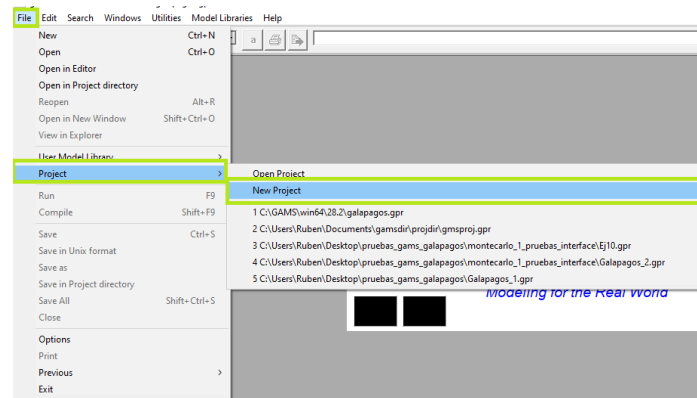


Figura 3.6 Creación de Proyecto para programación GAMS.

Características Principales de la programación

- La escritura del modelo es concisa, análoga a la formulación matemática, se puede ingresar varias restricciones en una misma ecuación, de la misma forma que se realiza matemáticamente.
- Los datos se los puede introducir en forma de tablas o lista, de esta manera resulta fácil revisarlos y modificarlos. GAMS permite importar datos de hojas de cálculo (Excel) y también exportar los resultados.
- En el lenguaje GAMS se encuentran disponibles varios optimizadores entre ellos los más conocidos CPLEX, OSL, XA, y XPRESS para la resolución de problemas de LP,

MIP, también se cuenta con optimizadores para la resolución de problemas de NLP, MINLP, o MCP.

- El lenguaje de programación GAMS no distingue mayúsculas de minúsculas.

La estructura del lenguaje de programación está basada en una lógica que se debe considerar para que el programa pueda procesar de manera rápida y sin conflictos los problemas de optimización.

Tipos de Variables y Elementos GAMS

La declaración de variables es similar a la declaración de los parámetros, es decir son las variables de decisión en investigación. A continuación, se presenta en la Tabla 3.3 los diferentes tipos de variables que tiene GAMS.

Tabla 3.3 Tipos de Elementos para la Programación GAMS.

Variable	Descripción	Limite inferior	Limite superior
FREE	Variable libre	inf (-)	inf (+)
POSITIVE	Variable positiva	0	inf (+)
BEGATIVE	Variable negativa	inf (-)	0
INTEGER	Variable entera	0	100
BINARY	Variable binaria	0	1

Los conjuntos corresponden a los índices de escritura algebraica, cada uno tiene su función específica en la programación como se puede observar en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Tipos de Elementos para la Programación GAMS.

Elemento	Definición	Ejemplo
SET	Crea un conjunto de elementos.	<code>set gr generacion renovable /solar_1,solar_2,demanda/;</code>
ALIAS	Da dos nombres diferentes al mismo conjunto de elementos.	<code>alias (t,h);</code>
PARAMETER	Introduce datos de una o mas dimensiones en forma de lista	<code>parameters informacion(t,gr) tabla de datos generacion renovable;</code>
SCALAR	Introduce escalares, parametros sin dimension.	<code>scalar crac /100000/;</code>
TABLE	Introduce datos de una o mas dimensiones en forma de lista	<code>table ct(gt,*) a b c pmax 0 14.80 0 370;</code>

Principales Comandos de GAMS

Tabla 3.5 Comandos para la Programación GAMS.

Comando	Descripción
smin, smax	Busca el elemento mas pequeño o mas grande de un conjunto.
sum	Representa la función sumatoria \sum .
\$ontext	Inicio de un comentario largo.
\$offtext	Fin de un comentario largo.
ord	Indicar la posición relativa de un elemento dentro de un conjunto.
card	Indica el número de elemento de un conjunto.
and	Es un conector que nos indica inclusión (y).
\$	Introduce condiciones en los cálculos o en las ecuaciones del modelo, si $(b > 15)$, entonces $a = 2$ en GAMS a $\$(b > 15) = 2$
*	Es utilizado para comentarios y también en operaciones matemáticas como producto.
loop	Es un bucle o cadena de repetición de una instrucción.
display	Muestra los valores o parámetros de manera concisa de los resultados
LT, <	Estrictamente menor que
LE, <=	Menor o igual que
EQ, =	Igual a
NE, <>	No igual a
GE, >=	Mayor o igual que
GT, >	Estrictamente mayor que
=E=	Simbolo de igual uso en planteamiento de ecuaciones
=L=	Simbolo de menor o igual uso en planteamiento de ecuaciones o inecuaciones.
=G=	Simbolo de mayor o igual uso en planteamiento de ecuaciones o inecuaciones.
.lo	Limite inferior de una variable.
.up	Limite superior de una variable.
.l	Valor primal, nivel de solución determinado por solver.
.m	Valor dual o marginal determinado por solver
MODEL	Da un nombre al modelo, identificando las ecuaciones que forman parte del mismo.
SOLVE	Se utiliza este comando para dar a GAMS la instrucción de resolución del problema según el método utilizar (MIP).

3.2 TRATAMIENTO DE LAS VARIABLES ESTOCÁSTICAS

En sistemas de generación híbridos se debe tomar en cuenta que la generación de energía solar y eólica son una fuente que dependen mucho de la naturaleza (radiación solar y velocidad del viento) por lo cual se debe hacer un tratamiento de estas variables estocásticas.

3.2.1 Recolección de Datos

Los datos históricos horarios de radiación solar en $[W/m^2]$ y la velocidad del viento en $[m/s]$ deben ser al menos de tres años, de esta manera para una hora del día de un mes se tendrá 90 datos y para cada mes serán 2160 datos en total [28].

Los datos históricos de velocidad de viento, así como de la radiación solar se los debe analizar de una manera probabilística para lo cual se realiza el cálculo de los factores de probabilidad.

- Ejemplo para el cálculo de factores de probabilidad

El presente ejemplo se lo realiza de los datos históricos de radiación solar de tres años de un mes específico (abril) x_i en $[W/m^2]$ a las 12:00 pm, los datos se muestran en la Tabla 3.6 y los valores a calcular son m , σ , k y c con las Ecuación 2.3, 2.4, 2.12 y 2.13 respectivamente.

Tabla 3.6 Datos Históricos de 3 Años Temporada Lluviosa (abril).

Número	Datos	Número	Datos	Número	Datos
1	1277	31	1245	61	1214
2	1283	32	1259	62	452
3	1272	33	1256	63	1337
4	834	34	1248	64	1228
5	1276	35	1282	65	1282
6	1106	36	1240	66	1280
7	1232	37	1210	67	1083
8	1340	38	1247	68	1278
9	1324	39	1236	69	1221
10	1025	40	1218	70	935
11	1261	41	1259	71	1245
12	742	42	1252	72	893
13	66	43	1247	73	742
14	1299	44	1274	74	1165
15	1350	45	1273	75	839
16	1358	46	1263	76	1289
17	491	47	1253	77	1287
18	1215	48	1254	78	1256
19	652	49	1247	79	1270
20	1136	50	603	80	1077
21	430	51	1237	81	1254
22	1284	52	1365	82	1221
23	329	53	1016	83	1219
24	1326	54	1235	84	1254
25	1351	55	1252	85	1252
26	596	56	1267	86	1252
27	1398	57	1262	87	1259
28	1307	58	804	88	1258
29	1340	59	1248	89	1205
30	984	60	1191	90	1132

Cálculo de factores de probabilidad:

$$m = \frac{\sum_{n=1}^{90} xi}{90} = 1142.28$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{90} (1277 - xi)^2}{90 - 1}} = 259.74$$

$$k = \left(\frac{259.74}{1142.28} \right)^{-1.086} = 4.99$$

$$c = \frac{1142.28}{r \left(1 + \frac{1}{4.99} \right)} = 1244.16$$

3.2.2 Elección de función de probabilidad que se ajusta a los datos históricos de velocidad del viento y radiación solar.

Para definir la distribución de probabilidad adecuada para el tratamiento de los datos históricos se debe realizar una comparación del $RMSE_{NORMAL}$ y $RMSE_{WEIBULL}$, para encontrar este error se debe hacer un análisis de frecuencia acumulada, frecuencia relativa, frecuencia absoluta y frecuencia relativa acumulada en base a los datos disponibles.

En este trabajo se va a tomar el análisis realizado por [34] para la comparación del error y la elección de la distribución de probabilidad que se adapta mejor a los datos históricos de la velocidad del viento y radiación solar, es así que se establece que en las islas Santa Cruz y Baltra Galápagos la radiación solar está definida por la distribución de probabilidad de Weibull y la velocidad del viento está definida por la distribución de probabilidad Normal, este comportamiento es contrario a estudios realizados en otros lugares en los que la distribución de Weibull se adapta a la velocidad del viento y la distribución de probabilidad Normal se adapta a la radiación solar.

3.2.3 Proceso para Generar Escenarios con Simulación de Modelo Montecarlo

En la generación de escenarios con Montecarlo se utilizan las funciones de probabilidad Weibull y Normal las cuales son las que se adaptan de mejor manera según los análisis realizados anteriormente a la radiación solar y velocidad del viento respectivamente.

3.2.3.1 Generación de Escenarios Estocásticos en MATLAB con Funciones *norminv*, *wblinv* y *rand*.

Al tener conocimiento del comportamiento probabilístico de los datos históricos de la radiación solar y velocidad del viento se puede hacer uso de las funciones que tiene MATLAB para generar escenarios aleatorios con funciones específicas como son:

Función rand

La función **rand** genera valores aleatorios uniformemente distribuidos entre [0,1].

Función norminv

En MATLAB esta función tiene la capacidad de generar valores de la función acumulada inversa Normal, las condiciones para utilizar esta función es conocer el valor medio (μ), desviación estándar (σ) y el valor de probabilidad (p).

Para nuestro caso de estudio se crea una variable en la cual está definida la función **norminv**, el valor de probabilidad que necesita la función va a ser un número aleatorio generado por la función **rand**, el valor medio y la desviación estándar se lo tiene de la recolección de datos para cada hora según cálculos realizados en EXCEL. A continuación, se presenta un ejemplo de las funciones utilizadas en MATLAB.

```
x = norminv (p, mu, sigma)
v_vie=norminv (rand (),125.3,3.24);
```

Función wblinv

En MATLAB esta función tiene la capacidad de generar valores de la función acumulada inversa Weibull, las condiciones para utilizar esta función es conocer el factor de escala (A), factor de forma (B) y el valor de probabilidad (P).

Para nuestro caso de estudio se crea una variable en la cual está definida la función **wblinv**, el valor de probabilidad que necesita la función va a ser un número aleatorio generado por la función **rand**, el factor de escala y el factor de forma se lo tiene de la recolección de datos para cada hora según cálculos realizados en EXCEL. A continuación, se presenta un ejemplo de las funciones utilizadas en MATLAB.

```
X = wblinv (P, A, B)
r_sol= wblinv (rand (),1.25,0.36);
```

3.2.4 Cálculo de Potencia Eólica y Solar Fotovoltaica.

El cálculo de la potencia horaria que entregan los aerogeneradores y los paneles solares se lo realiza después de obtener los valores de las variables de velocidad del viento y radiación solar.

3.2.4.1 Cálculo de la Potencia de los Paneles Solares Fotovoltaicos.

La potencia de los paneles solares fotovoltaicos está dada por sus celdas que convierten la radiación solar en energía eléctrica, existen varios factores que influyen en la potencia que entregan los paneles, por ejemplo: condiciones climáticas, temperatura, número de módulos (paneles), entre otros parámetros que cada fabricante lo pone en su respectiva hoja de características.

Para realizar el cálculo de potencia que puede entregar un sistemas de paneles solares fotovoltaicos a un sistema de generación eléctrica híbrido se lo realiza mediante las Ecuaciones 3.1 y 3.2 según [28] y [29].

$$P_{PV} = \left[P_{PV,ST} * \frac{r_{sol}}{1000} * [1 - C_i * (T_j - 25)] \right] * N_{PVs} * N_{PVp} \quad [3.1]$$

$$T_j = T_{amb} + \frac{r_{sol}}{800} * (NOCT - 20) \quad [3.2]$$

Donde:

P_{PV} = Potencia solar fotovoltaica [W]

$P_{PV,ST}$ = Potencia nominal de cada módulo [W]

r_{sol} = Irradiancia solar $\left[\frac{W}{m^2} \right]$

C_i = Coeficiente de temperatura de Pmax [°C]

T_j = Temperatura de la celda [°C]

T_{amb} = Temperatura ambiente [°C]

N_{PVs} = Número de módulos en serie

N_{PVp} = Número de módulos en paralelo

$NOCT$ = Temperatura nominal de operación de la celda [°C]

- Ejemplo:

En este ejemplo se toma los datos de [28], que son los parámetros de los paneles que se presenta en la Tabla 3.7, consideremos una irradiancia de ($irrad = 96,35 [W/m^2]$); con estos datos procedemos a calcular la potencia de salida del sistema de paneles solares fotovoltaicos aplicando ecuaciones [3.1] y [3.2].

Tabla 3.7 Parámetros de Paneles Solares.

Parámetro	Valor
$P_{PV,ST}$	165 [W]
T_{amb}	20 [°C]
C_i	0.043 [%/°C]
$NOCT$	45.5 [°C]
N_{PVs}	72 módulos
N_{PVp}	1 módulo

$$T_j = 20 + \frac{96.35}{800} * (45,5 - 20) = 23,071 [°C]$$

$$P_{PV} = \left[165 * \frac{96.35}{1000} * [1 - 0,00043 * (23,071 - 25)] \right] * 72 * 1 = 1145,587 [W]$$

3.2.4.2 Cálculo de la Potencia de los Aerogeneradores

Un aerogenerador tiene límites establecidos para el aprovechamiento de la velocidad del viento, los aerogeneradores tienen una curva de límites de potencia de trabajo propuesta por cada fabricante como la que se presenta en la Figura 3.9 [28].

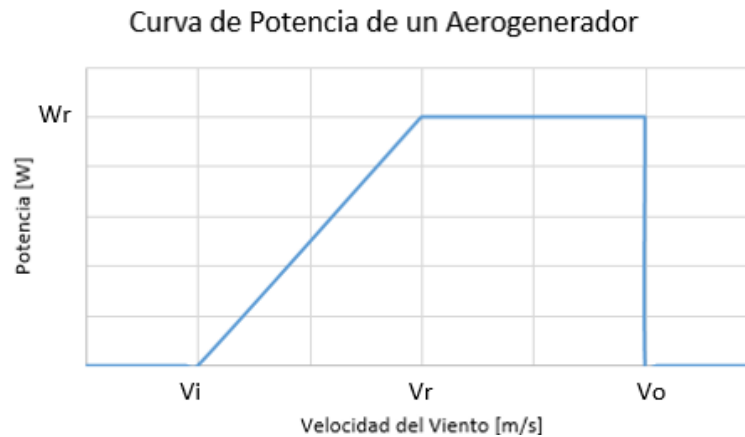


Figura 3.9 Curva de Potencia de un Aerogenerador.

En la Figura 3.9 se indican los rangos $[v_i, v_o]$ en los que el aerogenerador puede entregar potencia eléctrica, fuera de estos límites la potencia de salida es igual a cero.

La turbina eólica tiene parámetros técnicos en los que puede generar energía eléctrica como se muestra en la Ecuación 3.3 [28].

$$P_{output} = \begin{cases} 0, & \text{para } v < v_i \text{ y } v > v_o \\ W_r * \left(\frac{v_{vie} - v_i}{v_r - v_i} \right), & \text{para } v_i \leq v < v_r \\ W_r, & \text{para } v_r \leq v < v_o \end{cases} \quad [3.3]$$

Siendo:

P_{out} = Output Power (Potencia de salida) [W]

W_r = Rated power (potencia nominal) [W]

v_{vie} = Velocidad del viento $\left[\frac{m}{s} \right]$

v_i = Cut in wind speed (velocidad de inicio del viento) $\left[\frac{m}{s} \right]$

v_r = Rated wind speed (velocidad nominal del viento) $\left[\frac{m}{s} \right]$

v_o = Cut out wind speed (velocidad de corte del viento) $\left[\frac{m}{s} \right]$

- Ejemplo:

Para este ejemplo se asume valores para poder aplicar las fórmulas con las que se calcula la potencia que produce el aerogenerador, los datos correspondientes a los parámetros se presentan en la Tabla 3.8. con una velocidad de viento $v_{vie} = 8,1573$ [m/s] aplicando la formula [3.3].

Tabla 3.8 Parámetros del Aerogenerador.

Parámetro	Valor
W_r	5 [MW]
v_i	7 [m/s]
v_r	18 [m/s]
v_o	35 [m/s]

$$P_{out} = 5 * \left(\frac{8,1573 - 7}{18 - 7} \right) = 0,5216 [MW]$$

3.3 DESARROLLO DEL DESPACHO ECONÓMICO EN UN SISTEMA HÍBRIDO

El Despacho Económico de un sistema híbrido, tiene por objetivo comprometer el menor número de aquellas unidades térmicas cuyos costos operativos sean los más bajos en complemento a la generación no convencional. De esta manera se minimizarán los costos del abastecimiento a la demanda. El modelo de optimización realizado para el Despacho Económico Híbrido tiene varios componentes que se muestra a continuación.

Dado que el sistema eléctrico híbrido de las Islas Galápagos es un sistema pequeño, se lo modela como un sistema uninodal en el que no se considera de manera diferenciada el cálculo de pérdidas de transmisión y se las incorpora en la demanda.

La función objetivo, Ecuación 3.4, es la clave para realizar un Despacho Económico Óptimo ya que minimiza el costo de producción térmica mediante el compromiso de unidades, el método de optimización analiza los costos de generación asociados a cada máquina para comprometerla, sin violentar los parámetros de seguridad del Sistema Eléctrico de Potencia.

$$F.O = \min \sum_{gt=1,t=1}^{gt,t=24} (a P_{gt,t}^2 + b P_{gt,t} + c_{gt}) + \sum_{gt=1,t=1}^{gt,t=24} carr_{gt,t} + \sum_{gt=1,t=1}^{gt,t=24} cpar_{gt,t} \quad [3.4]$$

En la Ecuación 3.5 se plantea el balance de potencia, esto quiere decir que toda la generación de las diferentes fuentes debe ser igual a la demanda del sistema.

$$\sum_{t=1}^{gt,t=24} p_{gt,t} + \sum_{t=1}^{t24} (Pd_{bes,t} + P_{Solar} + P_{viento}) = \sum_{t1}^{t24} (demanda + Pc_{bes,t}) \quad [3.5]$$

Siendo:

$P_{gt,t}^2 + bP_{gt,t} + c_{gt}$ = función de costos cuadrática

$carr_{gt,t}$ = costo de arranque de centrales térmicas

$cpar_{gt,t}$ = costo de parada de centrales térmicas

$p_{gt,t}$ = potencia generación térmica

$Pd_{bes,t}$ = potencia entrega batería (t)

P_{solar} = potencia generación solar (t)

P_{viento} = potencia generación viento (t)

$Pc_{bes,t}$ = potencia consume batería (t)

demanda = consumo abastecer (t)

En base a la función objetivo planteada se debe realizar la programación en GAMS para resolver el problema de optimización del Despacho Económico en el Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra en Galápagos. A continuación, se presenta los pasos de programación realizados.

En la Figura 3.10 se presenta el código que crea los conjuntos de las variables que van a intervenir en el desarrollo de la optimización, por ejemplo el conjunto **gt** pertenece a los generadores térmicos y dentro de este conjunto se incluye información de 10 máquinas, también se puede observar la creación del conjunto **gr** relacionado con los datos de la generación renovable, dentro del que ubican los elementos viento_1(Baltra), solar_1(Baltra), solar_2(Santa Cruz) y demanda, datos que se van a leer desde archivos de Excel.

```
despacho economico_galapagos.gms

DECLARACIÓN DE CONJUNTO DE ELEMENTOS DEL SISTEMA
set gt generadores termicos /1*11/
k tramos curva de costos de generacion termica /1*4/
t tiempo /1*24/
uc compromiso de unidades /1*2/
bes bateria /1*2/
pac param tecnicos de utermicas/a,b,c,pmax,pmin,TMO,TConec,TEA,TDesconec,Est,Rs,Rb,ca,cp,pinic/
gr generacion renovable /solar_1,solar_2,viento_1,demanda/
bat potencia de baterias /SOC0,SOCmax,eta_c,eta_d,SOClo,Pcup,Pdup/
;
```

Figura 3.10 Declaración de Conjunto de elementos del Sistema en GAMS.

La Figura 3.11 permite observar el código para crear las variables que van a ser utilizadas en la definición de las ecuaciones o los parámetros condicionales de funcionamiento de las máquinas térmicas, por ejemplo, la variable **z** está definida para la F.O. del problema, otras

variables como u , y , w son variables binarias (0, 1) que definen las condiciones de acoplamiento como encendido o apagado y estado de funcionamiento de las máquinas, también están definidas las variables para potencias y costos que en este caso deben ser positivas.

```

despacho economico_galapagos.gms
CREACIÓN DE VARIABLES PARA RESOLUCIÓN
DE OPTIMIZACIÓN
variable
z          valor de funcion objetivo
p(gt,t)    potencia generacion termica cada hora
;

positive variable
prac(t), pexceso(t), pk(gt,k,t), carr(gt,t), cpar(gt,t);

binary variable
u(gt,t), y(gt,t), w(gt,t);

scalar
crac /100000/

```

Figura 3.11 Declaración de Variables del Sistema en GAMS.

En la Figura 3.12 se declara los parámetros, estos permiten extraer y crear una lista de datos para que GAMS los utilice en el desarrollo de la optimización, por ejemplo, **parameter ct(gt, pac)** es una lista o tabla de los parámetros de las maquinas térmicas creada en EXCEL y llevada a GAMS para que cuando empieza la optimización se vayan comparando valores máquina por máquina y se pueda establecer el compromiso de unidades.

```

despacho economico_galapagos.gms
CREACIÓN DE PARÁMETROS PARA LA LECTURA DE DATOS DE TABLAS
parameters ct(gt,pac) tabla de datos tecnicos unidades termicas;

display ct;

parameters informacion(t,gr) tabla de datos generacion renovable;

display informacion;

parameter pb(bes,bat) potencias de baterias

display pb;

parameter ct_1 (gt,*)

```

Figura 3.12 Creación de Parámetros para Lectura de Datos en GAMS.

En la Figura 3.14 se observa el código para la creación de las variables para la modelación del Sistema de Baterías (BESS).

```

DECLARACIÓN DE VARIABLES PARA CONFIGURACIÓN DE PARÁMETROS DE BATERÍAS
scalar eta_c, eta_d, SOClo, Pcup, Pdup;

SOC.up(bes,t)
SOC.lo(bes,t)
Pc.up(bes,t)
Pc.lo(bes,t)
Pd.up(bes,t)
Pd.lo(bes,t)

```

Figura 3.14 Parámetros de Baterías en GAMS.

La solución del problema de optimización considera a las ecuaciones de la función objetivo, las de balance generación - carga, los costos de arranque, entre otras ecuaciones, que definen el modelo del Despacho Económico. En la Figura 3.16 se aprecia el código que define el modelo que se quiere resolver, así como la definición del método de optimización lineal entero mixto (MIP).

```

despacho economico_galapagos.gms

NOMBRE DEL MODELO Y ECUACIONES A SER RESUELTAS
model despacho /fo,balance,pmax,pmin,pmaxk,ptot,tmo1,tmo2,tmo3,tea1,tea2,tea3,balancebin,balancebin2,carranque,cparada,BESS/;

RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA POR UN MÉTODO DETERMINADO
solve despacho using mip minimizing z;

```

Figura 3.16 Nombre del Problema y Solución de la Optimización en GAMS.

3.4 RESUMEN DEL ALGORITMO UTILIZADO

- Se realiza la recolección de datos históricos de tres años de la temperatura, velocidad del viento y radiación solar de las Islas Santa Cruz y Baltra.
- Se realiza la recolección de datos y parámetros técnicos de los generadores térmicos y características técnicas de las baterías.
- Mediante Excel se calcula los factores de las funciones de distribución de probabilidad Weibull y Normal.

- Mediante Excel se calcula la temperatura media para calcular la potencia que generan los paneles solares.
- Haciendo uso de una interfaz gráfica GUI se ingresan los valores de demanda y la tolerancia a aplicarse para la definición de convergencia.
- Se generan valores aleatorios de potencias solar fotovoltaica y eólica mediante simulación de modelo Montecarlo con la programación estructurada en MATLAB.
- Desde el script de MATLAB se corre la optimización del modelo en GAMS, utilizándose los valores de datos técnicos y parámetros de funcionamiento de los generadores térmicos y características técnicas de los bancos de baterías. La optimización determina el despacho económico que cubre la demanda del sistema.
- Los valores generados del despacho de potencia térmica y potencias de carga y descarga del BESS establece un escenario de 24 horas, los resultados se escriben en un archivo Excel.
- El script de MATLAB toma los valores del escenario generado y los compara con los correspondientes al escenario previo, este proceso se realiza repetitivamente hasta que el error de la comparación sea menor a la tolerancia fijada para evaluar la convergencia.
- Cuando ya se llega al resultado deseado tanto MATLAB como GAMS escriben los resultados en archivos Excel.
- Mediante la interfaz gráfica GUI se puede observar los resultados tanto de la convergencia de las potencias eólica, solar fotovoltaica y térmica, así como de los resultados del despacho económico térmico, BESS y costo marginal para su análisis.

Diagrama de Flujo de Programación

A continuación, en la Figura 3.17, se presenta el diagrama de flujo de la programación realizada para obtener el despacho económico.

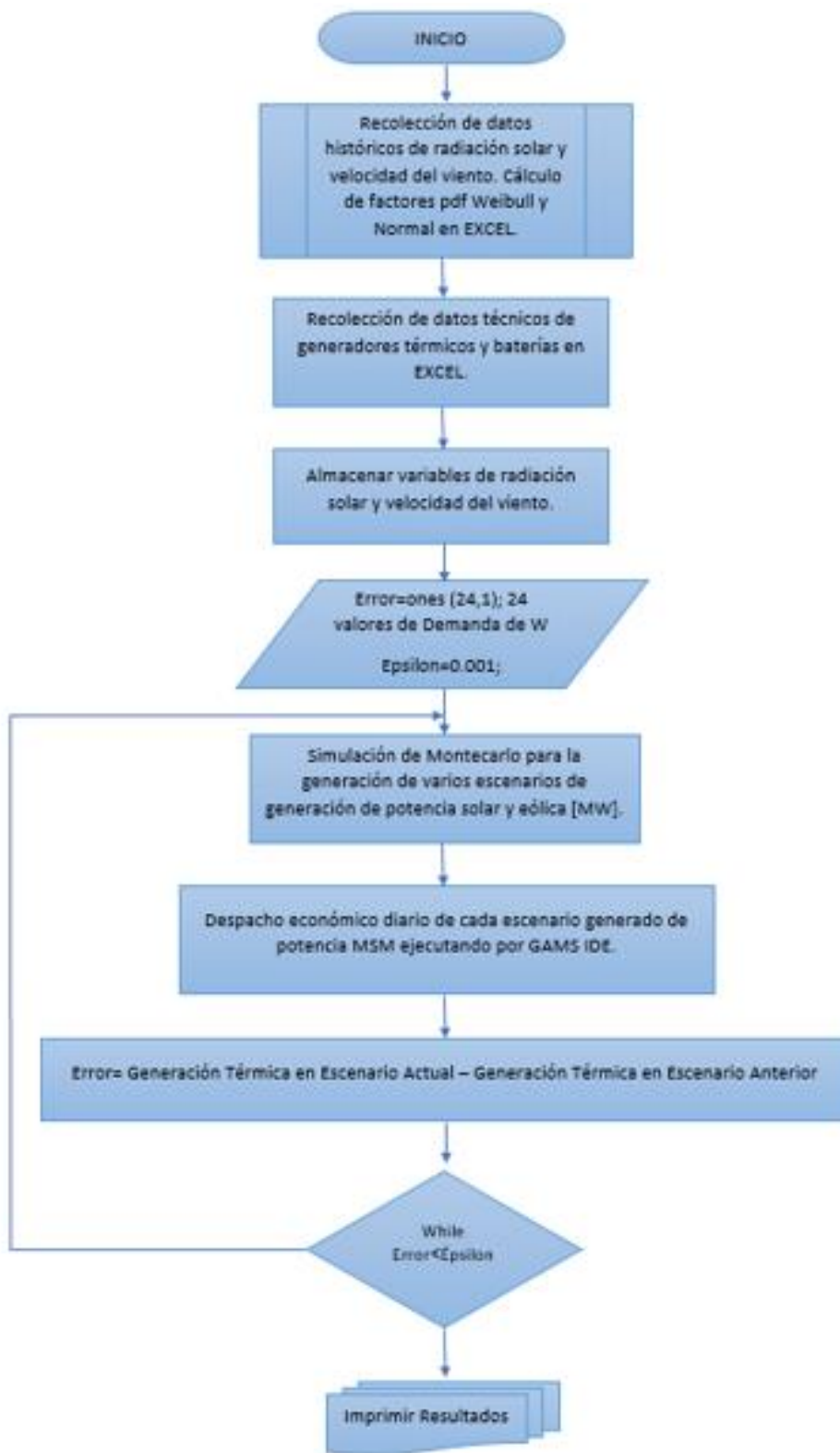


Figura 3.17 Diagrama de Flujo Desarrollado en MATLAB – GAMS y Excel.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL ALGORITMO APLICADO AL SISTEMEMA HÍBRIDO DE LAS ISLAS SANTA CRUZ Y BALTRA EN GALÁPAGOS

4.1 SISTEMA HÍBRIDO DE LAS ISLAS SANTA CRUZ Y BALTRA

El sistema Híbrido de Generación Eléctrica de las Islas Santa Cruz y Baltra está ubicado en el Archipiélago de Galápagos, este sistema está diseñado para que la generación térmica sea un complemento a las energías no convencionales que tienen un comportamiento aleatorio al ser dependientes de la disponibilidad de recursos naturales, en el ANEXO I se encuentra el diagrama unifilar del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de las Islas Santa Cruz y Baltra. Los datos históricos de temperatura, velocidad del viento y radiación solar fueron tomados de [28] y el diagrama unifilar fue facilitado por ELECGALAPAGOS.

El sistema de Santa Cruz y Baltra está integrado por tres tipos de fuentes de generación eléctrica: térmica, eólica y fotovoltaica; y se dispone de un sistema de almacenamiento en banco de baterías.

Generación térmica

La central térmica está ubicada en la Isla Santa Cruz y cuenta con 10 unidades con motores de combustión interna. Esta central se conecta a la BARRA 1 de 13.8 kV de la Subestación PUERTO AYORA (SE21), en la Figura 4.1 se puede observar la configuración de la central de generación, en tanto que en la Tabla 4.1 se detallan las características técnicas de cada máquina, los datos de potencia máxima y marca fueron extraídos de diagrama unifilar del ANEXO I.

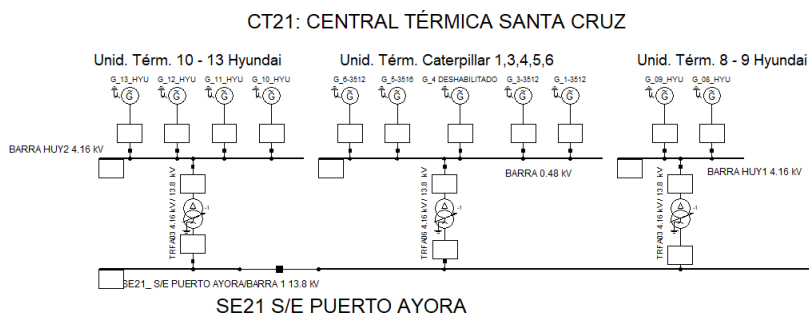


Figura 4.1 Disposición Individual de Parque Térmico.

Tabla 4.1 Parámetros de Generadores Térmicos.

GENERADOR	MARCA	POT. MAX. [MW]	POT. MIN. [MW]	CONEXIÓN
GT_1	caterpillar_1	0.65	0.10	YN
GT_2	caterpillar_3	0.65	0.10	YN
GT_3	caterpillar_5	1.02	0.30	YN
GT_4	caterpillar_6	0.65	0.10	YN
GT_5	hyundai_8	1.70	0.40	YN
GT_6	hyundai_9	1.70	0.40	YN
GT_7	hyundai_10	1.70	0.40	YN
GT_8	hyundai_11	1.70	0.40	YN
GT_9	hyundai_12	1.70	0.40	YN
GT_10	hyundai_13	1.70	0.40	YN

Los tiempos mínimos de operación entre otros datos técnicos, son obtenidos de máquinas de similares características que operan en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), ya que no fue posible obtener esta información de ELECGALAPAGOS, en el ANEXO II se presentan los datos utilizados. Las curvas de costos de generación, costos de arranque, costos de parada, son totalmente diferentes a los que se manejan en el continente, los costos de generación térmica en Galápagos es mayor, esto se debe a que el combustible se lo debe transportar en barco y también tiene otros factores de logística que influyen, lo que da como producto que la función de costos de los generadores para los generadores de Galápagos sean altos.

Generación solar fotovoltaica y almacenamiento en banco de baterías - Baltra.

La central solar fotovoltaica se encuentra instalada en la Isla Baltra, posee una potencia de 65 kWp y se cuenta con: un sistema de almacenamiento Plomo Acido de 500 kW y uno de Ion-Litio de 500 kW de potencia. El sistema solar fotovoltaico y el sistema de almacenamiento en banco de baterías se conectan mediante un transformador elevador a un cuarto de acople, para luego conectarse a la Barra 2 de la Subestación Baltra (BAR_02 de SE23), como se presenta en la Figura 4.2. En la Tabla 4.2 [28] se presentan las características de los paneles solares fotovoltaicos y en la Tabla 4.3 [1] se presentan las características de los bancos de baterías ubicados en Baltra.

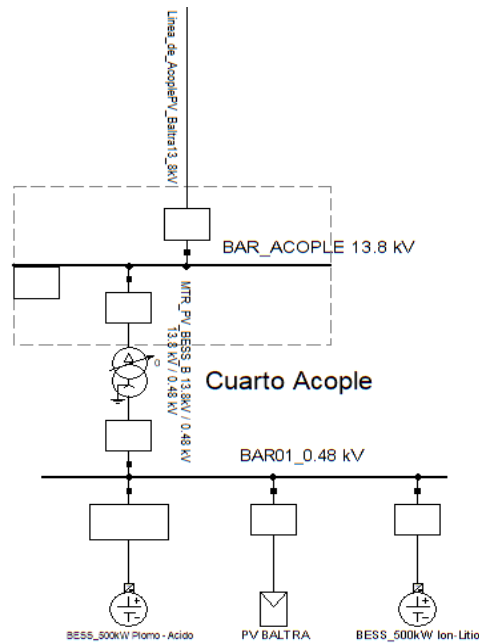


Figura 4.2 Sistema Solar Fotovoltaico y Almacenamiento en Banco de Baterías Baltra.

Tabla 4.2 Parámetros Paneles Solar Fotovoltaico Baltra.

Parámetro	Valor
$P_{PV,ST}$	250 [W]
C_i	0.000469 [°C]
$NOCT$	48 [°C]
$N_{PV,S}$	260 módulos
$N_{PV,P}$	1 módulo

Tabla 4.3 Parámetros Baterías Ubicadas en Baltra.

Parámetro	Plomo - Acido	Ion -Litio
Pot. Máxima	500 [kW]	500 [kW]
Cap. Máxima	4030 [kWh]	270 [kWh]

Generación Solar Fotovoltaica Puerto Ayora

Esta central solar fotovoltaica se encuentra instalada en la Isla Santa Cruz, posee una potencia de 1,5 MWp. El sistema solar fotovoltaico se encuentra conectado mediante un transformador elevador a la Barra 2 de la Subestación Puerto Ayora (BARRA 2 SE21), como se presenta en la Figura 4.3. En la Tabla 4.4 [28] se presentan la características de los paneles solares fotovoltaicos.

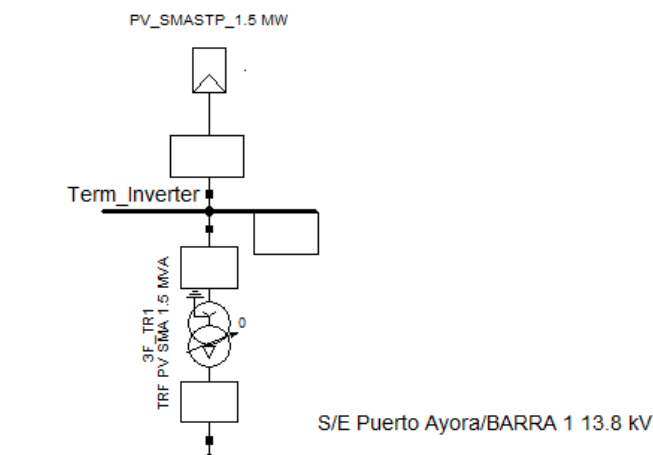


Figura 4.3 Sistema Solar Fotovoltaico Santa Cruz.

Tabla 4.4 Parámetros Paneles Solar Fotovoltaico Santa Cruz.

Parámetro	Valor
$P_{PV,ST}$	250 [W]
C_i	0.000469 [°C]
$NOCT$	48 [°C]
N_{PVs}	6000 módulos
N_{PVp}	1 módulo

Generación Eólica

La central eólica se encuentra instalada en la Isla Santa Cruz y posee una potencia total de 2.25 MW [1], está compuesta por 3 aerogeneradores de idénticas características, cada aerogenerador está conectado a un transformador elevador que se conecta a un cuarto de acople, para luego conectarse a la Barra 2 de la Subestación Baltra (BAR_02 SE23) como se presenta en la Figura 4.4. En la Tabla 4.5 [28] se presenta las características del sistema eólico y en la Figura 4.5 [28] se presenta la curva de potencia versus velocidad del viento de los aerogeneradores.

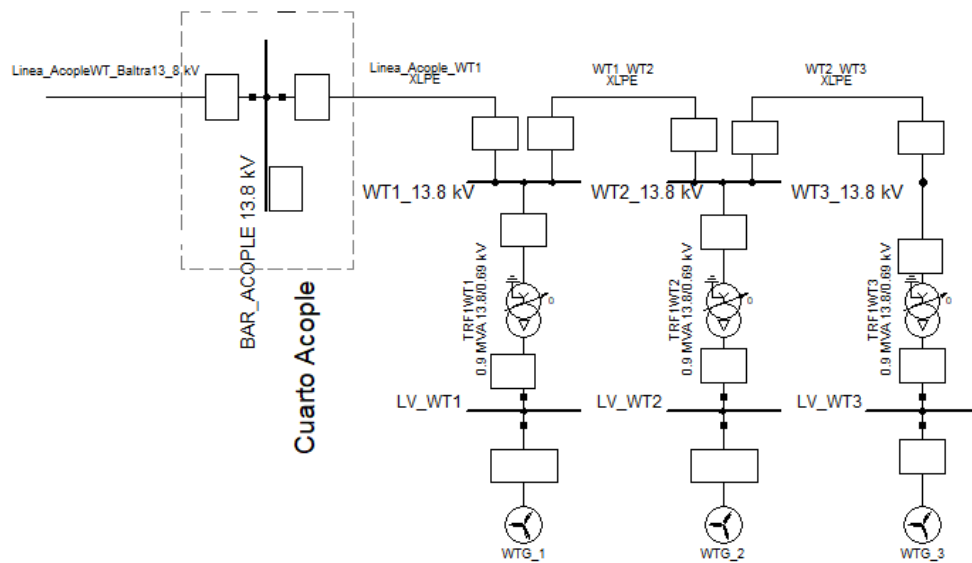


Figura 4.4 Sistema Eólico Baltra.

Tabla 4.5 Parámetros Aerogeneradores Baltra.

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	750 [kW]
Diametro del Rotor	57 [m]
Altura de la Torre	67 [m]
Vi Cut-in wind speed	2.5 [m/s]
Vr Rated wind speed	11 [m/s]
Vo Cut-off wind speed	25 [m/s]

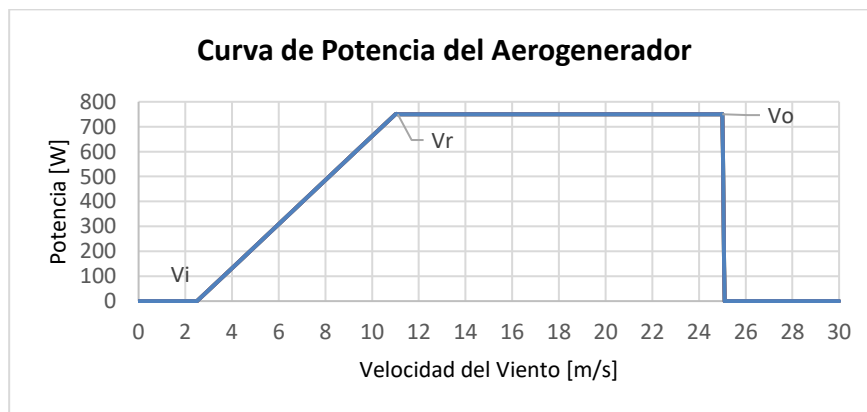


Figura 4.5 Curva de Potencia Aerogeneradores Baltra.

Cuarto de Acople

El cuarto de acople está ubicado en la Isla Baltra e integra a la generación eólica, a la generación solar fotovoltaica y al almacenamiento en baterías por medio de la Línea de Acople WT Baltra a 13.8 kV y de la Línea de Acople PV Baltra a 13.8kV correspondientemente con la BAR_02 SE23: S/E BALTRA 13.8 kV, como se presenta en la Figura 4.6.

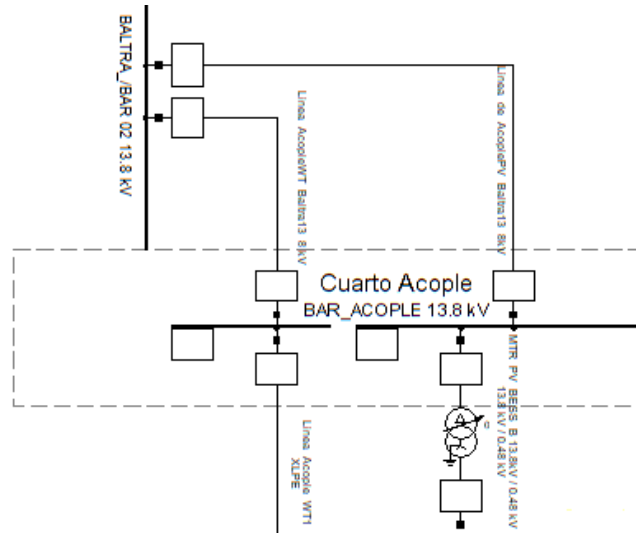


Figura 4.6 Cuarto de Acople y Barras de Acople a Barra de Subestación Baltra.

Cargas del Sistema Híbrido Santa Cruz - Baltra

En la Isla Baltra se cuenta con 4 cargas: Aeropuerto, Petroecuador, FAE y Armada, las cuales para el presente estudio se representan en una sola carga “Carga Baltra” cuyo consumo total horario se obtiene de la referencia [28].

En la Isla Santa Cruz se cuenta con 3 cargas: Alimentador 1, Alimentador 2 y Alimentador 3, las cuales para el presente estudio se representan como una sola carga “Carga Santa Cruz” cuyo consumo total horario se obtiene de la referencia [28].

A continuación, se presentan en la Tabla 4.6 la demanda horaria que corresponde al mes de abril (época seca) y en Tabla 4.7 la demanda horaria del mes de diciembre (época lluviosa) de las Islas Santa Cruz y Baltra.

Tabla 4.6 Demanda Promedio abril 2021.

ABRIL 2021			
HORA	CARGA BALTRA [MW]	CARGA SANTA CRUZ [MW]	CARGA TOTAL [MW]
1	0.1326	7.3835	7.3836
2	0.1274	6.9151	6.9152
3	0.1240	6.5861	6.5862
4	0.1240	6.3430	6.3431
5	0.1207	6.1761	6.1762
6	0.1215	6.1016	6.1017
7	0.1249	5.8550	5.8551
8	0.1482	6.3141	6.3142
9	0.2118	7.3511	7.3513
10	0.2435	7.9510	7.9513
11	0.2564	8.4762	8.4765
12	0.2595	8.9433	8.9435
13	0.2570	9.1754	9.1757
14	0.2381	8.7865	8.7868
15	0.2254	8.9919	8.9922
16	0.2023	9.1300	9.1302
17	0.1672	8.9755	8.9756
18	0.1557	8.6594	8.6596
19	0.1606	9.2131	9.2133
20	0.1677	9.7500	9.7502
21	0.1593	9.5078	9.5080
22	0.1582	9.2100	9.2101
23	0.1429	8.6906	8.6908
24	0.1369	8.0330	8.0332

Tabla 4.7 Demanda Promedio diciembre 2020.

DICIEMBRE 2020			
HORA	CARGA BALTRA [MW]	CARGA SANTA CRUZ [MW]	CARGA TOTAL [MW]
1	0.1500	5.8636	6.0135
2	0.1468	5.3930	5.5398
3	0.1465	5.1490	5.2955
4	0.1463	5.0198	5.1661
5	0.1449	5.0284	5.1733
6	0.1460	5.0635	5.2095
7	0.1500	4.9486	5.0986
8	0.1622	5.4569	5.6191
9	0.2185	6.1231	6.3416
10	0.2345	6.6122	6.8467
11	0.2569	6.8782	7.1351
12	0.2640	7.1840	7.4480
13	0.2657	7.3422	7.6080
14	0.2462	7.1806	7.4268
15	0.2347	7.1088	7.3435
16	0.2227	7.1230	7.3457
17	0.1933	7.1290	7.3223
18	0.1752	7.1156	7.2908
19	0.1765	8.0561	8.2325
20	0.1859	8.4531	8.6390
21	0.1771	8.1717	8.3488
22	0.1733	7.7977	7.9709
23	0.1623	7.2529	7.4152
24	0.1565	6.5802	6.7367

Para tener una mejor apreciación del comportamiento de la demanda del sistema se muestra una gráfica de las demandas totales (Isla Baltra más Isla Santa Cruz) para el mes de abril, Figura 4.8 y para el mes de diciembre, Figura 4.9.

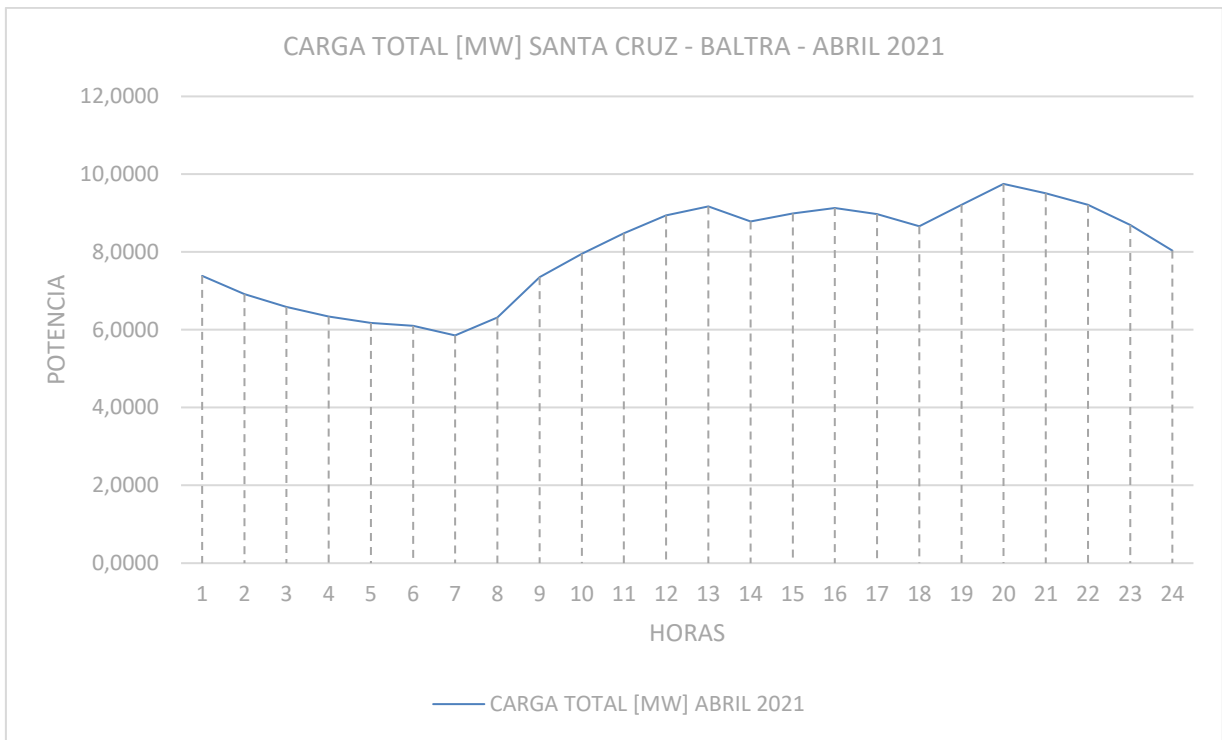


Figura 4.8 Carga Total Santa Cruz – Baltra abril 2021.

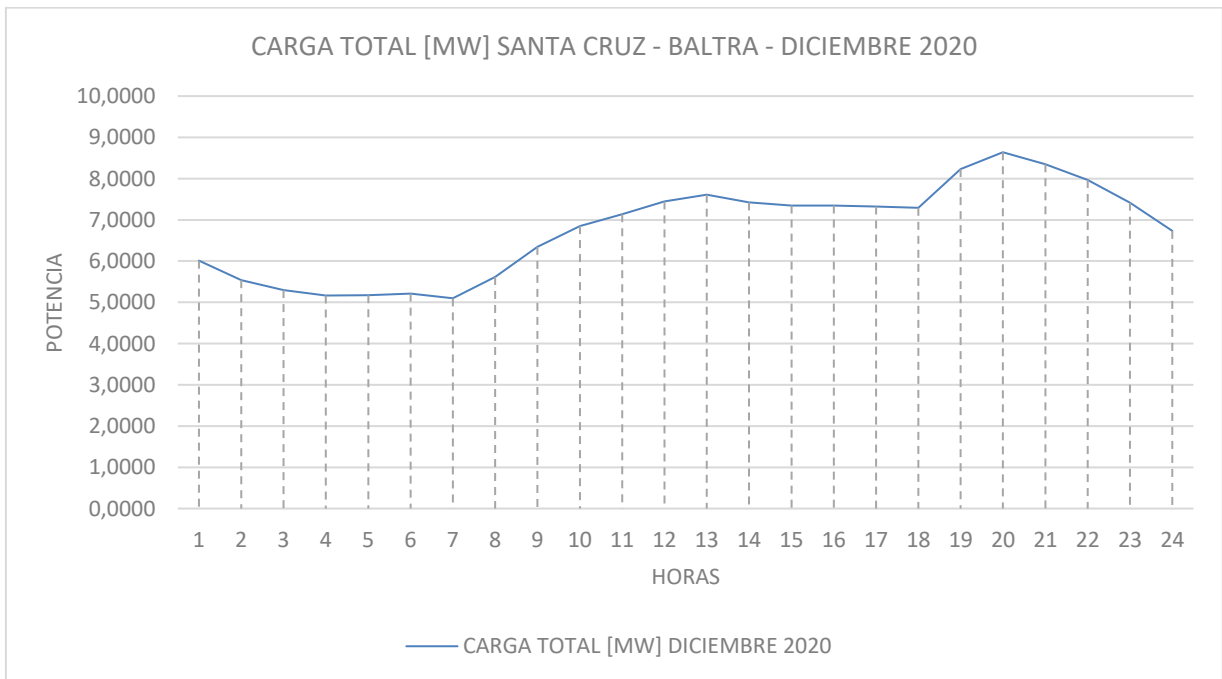


Figura 4.9 Carga Total Santa Cruz – Baltra diciembre 2020.

4.1.1 Datos Históricos

En el ANEXO III se ubican los datos históricos correspondientes a 3 años obtenidos de la referencia [28], sin embargo en la misma referencia se menciona que solo se tiene datos históricos de la radiación solar [W/m^2] y velocidad del viento [m/s] de 2 años específicos que son 2015 y 2016 y para completar el tercer año se toma datos de meses cercanos de abril y diciembre en este caso se ha tomado de (marzo y noviembre). En el presente trabajo se van a analizar dos meses específicos, abril y diciembre, se necesita compilar la información de la radiación solar [W/m^2] y velocidad del viento [m/s] para dichos meses. Los valores de la velocidad del viento fueron tomados a la altura de los aerogeneradores por lo cual no es necesario realizar cálculos adicionales.

También se toma de [28] los valores correspondientes a las temperaturas ambiente horarias de los meses de abril y diciembre que se presentan en Tabla 4.8.

Tabla 4.8 Valores de Temperatura Ambiente.

HORA	TEMPERATURA ABRIL	TEMPERATURA DICIEMBRE
1	24.7550	24.9806
2	24.0933	24.8581
3	23.9150	24.7484
4	23.8283	24.7742
5	23.7900	24.7581
6	23.6683	24.7710
7	25.2800	25.4226
8	27.5233	26.4871
9	28.9833	27.7323
10	30.2033	28.6290
11	31.1683	29.3935
12	30.9550	30.0548
13	31.4267	29.8355
14	31.0400	29.7258
15	30.3300	29.0581
16	29.2517	28.1452
17	27.5733	27.0548
18	26.7000	26.0258
19	26.1133	25.7000
20	25.8300	25.5968
21	25.6100	25.3903
22	25.3767	25.2387
23	25.1733	25.1774
24	24.9550	25.1581

4.2 ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

4.2.1 Interfaz MATLAB – GAMS

En la Figura 4.10 a la izquierda se observa la interfaz gráfica, donde el usuario puede iniciar una nueva simulación y también extraer graficas de resultados ya simulados para su análisis, los mismo se presentarán a la derecha de la interfaz.

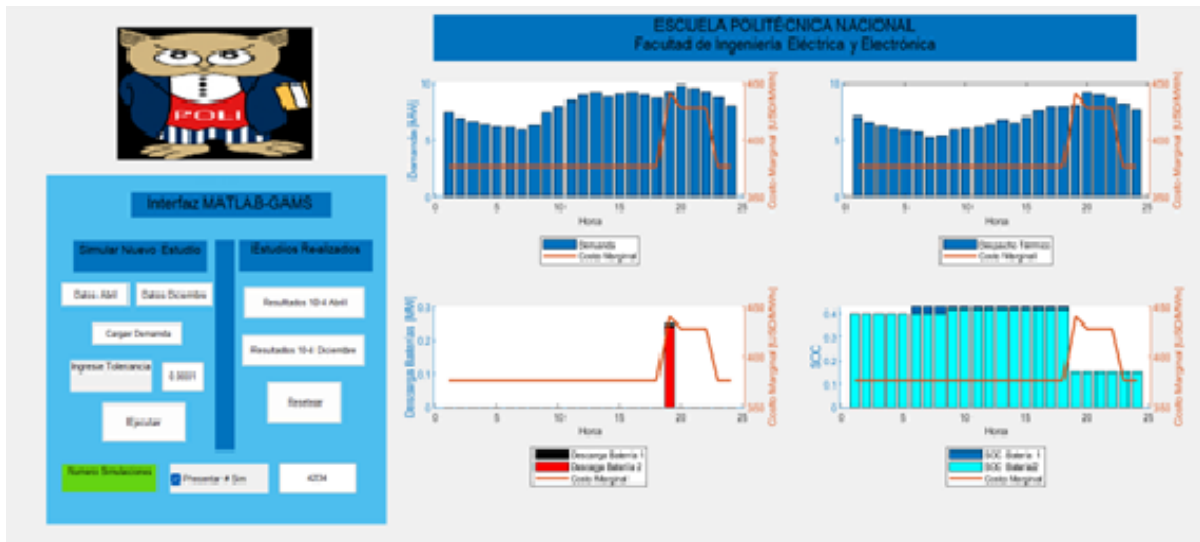


Figura 4.10 Presentación de Resultados en Interfaz para un Día del Mes de Abril.

4.2.1.1 Factores de Forma (k) y Escala (c) para la Función de Probabilidad de Weibull (Radiación Solar) de un día típico para los meses de abril y diciembre.

Cada función de probabilidad está definida por sus factores, como se mencionó en el capítulo 2 para la función de probabilidad Weibull se calcula el factor de forma (k) y el factor de escala (c), estos valores se presentan en la Tabla 4.9 para un día del mes de abril y en la Tabla 4.10 para un día del mes de diciembre.

Al realizar una comparación de los factores de forma (k) y de escala (c), para un día de mes de abril con los correspondientes a un día del mes de diciembre, se observa que los del mes de abril son más altos, esto indica que la incidencia de radiación solar en el mes de abril fue mayor.

Tabla 4.9 Factores de la Función de distribución Weibull horario del mes de abril.

HORA	FACTOR DE FORMA (k)	FACTOR DE ESCALA (c)
1	0.0000	0.0000
2	0.0000	0.0000
3	0.0000	0.0000
4	0.0000	0.0000
5	0.0000	0.0000
6	0.0000	0.0000
7	2.8720	97.5439
8	3.0476	356.6945
9	3.3073	664.6371
10	4.2409	957.4705
11	4.7119	1143.6352
12	4.9955	1244.1588
13	4.3499	1157.5915
14	4.0054	1043.7903
15	3.7843	821.6100
16	2.9815	500.1593
17	2.6970	198.9444
18	1.6337	17.6053
19	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000
21	0.0000	0.0000
22	0.0000	0.0000
23	0.0000	0.0000
24	0.0000	0.0000

Tabla 4.10 Factores distribución Weibull horario del mes de diciembre.

HORA	FACTOR DE FORMA (k)	FACTOR DE ESCALA (c)
1	0.0000	0.0000
2	0.0000	0.0000
3	0.0000	0.0000
4	0.0000	0.0000
5	0.0000	0.0000
6	0.0000	0.0000
7	2.3005	104.9638
8	2.1776	294.7257
9	2.2500	513.5546
10	2.5380	733.3239
11	2.8151	855.4616
12	3.0789	970.0259
13	2.8546	899.9187
14	3.4131	824.8318
15	3.3459	616.3697
16	2.9353	366.3297
17	3.1228	115.2301
18	0.0000	0.0000
19	0.0000	0.0000
20	0.0000	0.0000
21	0.0000	0.0000
22	0.0000	0.0000
23	0.0000	0.0000
24	0.0000	0.0000

4.2.1.2 Valor Medio (V_m) y Desviación Estándar (σ) para la Función de Densidad de Probabilidad Normal (velocidad del viento) para un día típico de los meses de abril y diciembre.

Los factores que definen a la función de probabilidad normal son el valor medio (V_m) y la desviación estándar (σ), a continuación, se presenta, en la Tabla 4.11, los valores para el mes de abril y en la Tabla 4.12 los valores correspondientes al mes de diciembre.

Tabla 4.11 Factores distribución normal horas del mes de abril.

HORA	VALOR MEDIO (V_m)	DESV. ESTANDAR (σ)
1	3.7590	1.3490
2	3.9017	1.3886
3	3.7324	1.3419
4	3.7543	1.3505
5	3.8387	1.4709
6	4.2811	1.7387
7	4.0603	1.6815
8	4.0733	1.6305
9	4.6527	1.6397
10	4.9036	1.5480
11	5.2587	1.7069
12	5.5915	1.5965
13	5.4242	1.4446
14	5.6667	1.6478
15	5.7148	1.7627
16	5.7269	1.4576
17	5.3900	1.8202
18	5.1876	1.5624
19	4.9810	1.3498
20	4.8550	1.3528
21	4.4684	1.3134
22	4.5660	1.4866
23	4.2957	1.5571
24	4.1421	1.5420

Tabla 4.12 Factores distribución normal horas del mes de diciembre.

HORA	VALOR MEDIO (Vm)	DESV. ESTANDAR (σ)
1	6.2751	1.5610
2	6.3001	1.7221
3	6.2026	1.6214
4	6.1376	1.7502
5	6.3378	1.3481
6	6.4886	1.5582
7	6.5507	1.6790
8	6.8752	1.8861
9	6.9841	1.9247
10	7.5092	1.7978
11	7.8871	2.0109
12	7.8255	2.4049
13	7.6384	2.4794
14	7.7505	2.0445
15	7.5552	2.2765
16	7.5023	2.3062
17	7.6555	1.6790
18	7.5351	1.5244
19	7.4002	1.4972
20	7.1998	1.3642
21	7.0518	1.4060
22	6.9527	1.3303
23	6.7558	1.3811
24	6.5585	1.4740

Los factores del valor medio (Vm) y desviación estándar (σ) de la Tabla 4.12, que pertenece al mes de diciembre, son más altos que los del mes de abril, esto se debe a que desde mayo hasta diciembre es temporada de cálida por lo cual la velocidad del viento es constante en casi todas las horas del día.

4.2.2 Resultados del Despacho Económico del Sistema Híbrido Santa Cruz y Baltra del mes de abril

A continuación, se presentan los resultados obtenidos del Despacho Económico del Sistema Híbrido de Santa Cruz y Baltra de un día del mes de abril.

4.2.2.1 Despacho de Potencia de Fuentes Renovables Generado por Simulación de Modelo Montecarlo (MSM).

Como ya se mencionó, las Energías Renovables se comportan de manera estocástica, a continuación, en la Tabla 4.13, se presentan las potencias obtenidas del MSM.

Tabla 4.13 Resultados de Potencias MSM para Cada Hora Abril en [MW].

HORA	Potencia Eólica [MW] Baltra	Potencia Solar [MW] Baltra	Potencia Solar [MW] Santa Cruz	Potencia Solar Total [MW]
1	0,4166	0,0000	0,0000	0,0000
2	0,4817	0,0000	0,0000	0,0000
3	0,5216	0,0000	0,0000	0,0000
4	0,2912	0,0000	0,0000	0,0000
5	0,4661	0,0000	0,0000	0,0000
6	0,1296	0,0000	0,0000	0,0000
7	0,0206	0,0046	0,1062	0,1108
8	0,4150	0,0200	0,4617	0,4817
9	0,5403	0,0346	0,7980	0,8326
10	0,6176	0,0563	1,2993	1,3556
11	0,3974	0,0695	1,6046	1,6742
12	1,0856	0,0817	1,8855	1,9672
13	0,9572	0,0793	1,8310	1,9104
14	0,6261	0,0598	1,3789	1,4387
15	0,8936	0,0399	0,9205	0,9604
16	0,6564	0,0232	0,5357	0,5589
17	1,2701	0,0147	0,3399	0,3547
18	0,6758	0,0017	0,0402	0,0419
19	0,4086	0,0000	0,0000	0,0000
20	0,6814	0,0000	0,0000	0,0000
21	0,5367	0,0000	0,0000	0,0000
22	0,2567	0,0000	0,0000	0,0000
23	0,2160	0,0000	0,0000	0,0000
24	0,3474	0,0000	0,0000	0,0000

En la Tabla 4.13 se puede observar los valores esperados de potencia tanto solar como eólica en MW para cada hora del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra.

En la Figura 4.11 se presenta la Potencia Eólica pronosticada del parque eólico ubicado en Baltra.

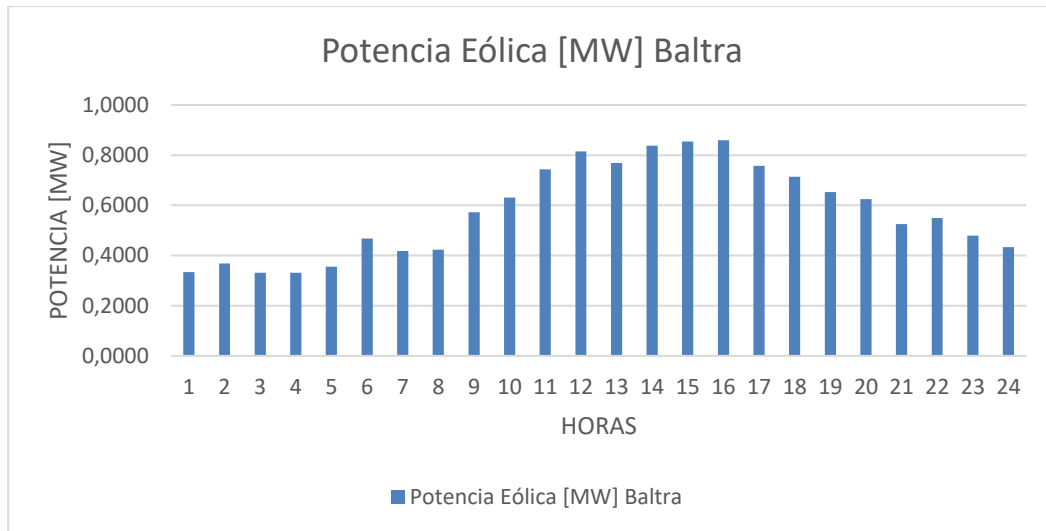


Figura 4.11 Potencia Eólica Horaria Pronosticada para un día de abril.

Las horas en que se genera mayor potencia corresponden al intervalo de 11:00 a 15:00, en el resto de horas, la potencia generada es baja. En la Figura 4.12 se presenta la Potencia Solar pronosticada tanto de Santa Cruz como de Baltra.

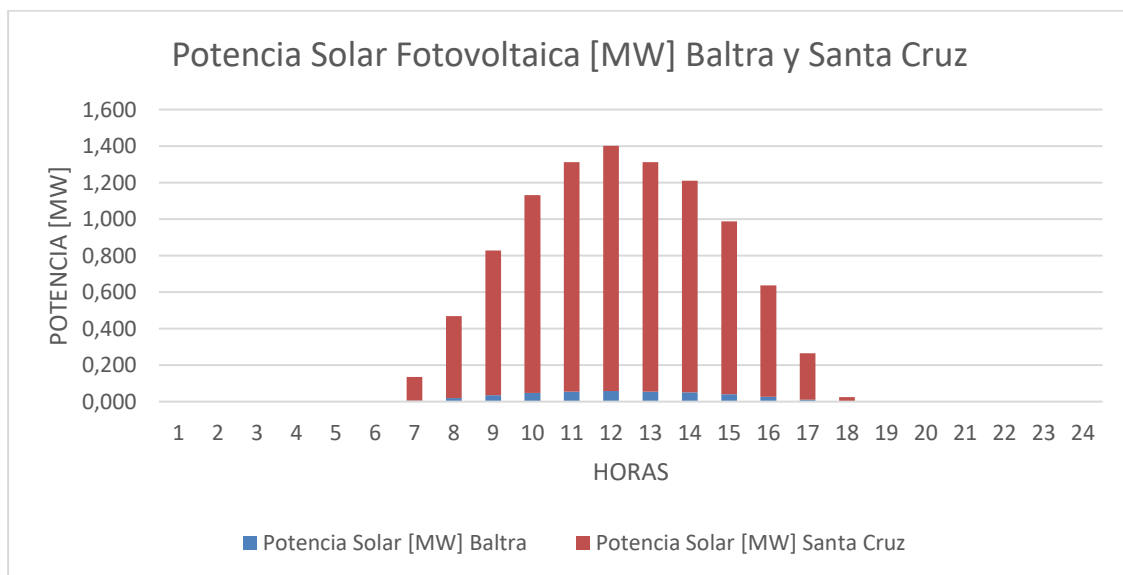


Figura 4.12 Potencia Solar Horaria Pronosticada para un día de abril.

Al sumar la potencia generada por los sistemas solar fotovoltaico ubicado en Baltra y Santa Cruz (Puerto Ayora) se puede observar que tiene un peso significativo desde las 10:00 a las 15:00, siendo estas horas las de mayor generación justo en el primer pico de demanda. La generación solar fotovoltaica no puede ser aprovechada las 24 horas del día ya que depende del sol, observándose en la gráfica que la producción de energía se limita al periodo de 07:00 a 18:00.

4.2.2.2 Sistema de Almacenamiento de Energía (BESS)

En la Figura 4.13 se aprecia el comportamiento del sistema BESS el cual fue optimizado por el software GAMS, permitiendo que se cargue en horas de menor demanda como observamos a las 6:00 y 9:00, para luego despachar cuando el sistema empieza a tener mayor demanda 19:00. La potencia que entrega el BESS es muy baja y no tiene mayor impacto en el despacho.

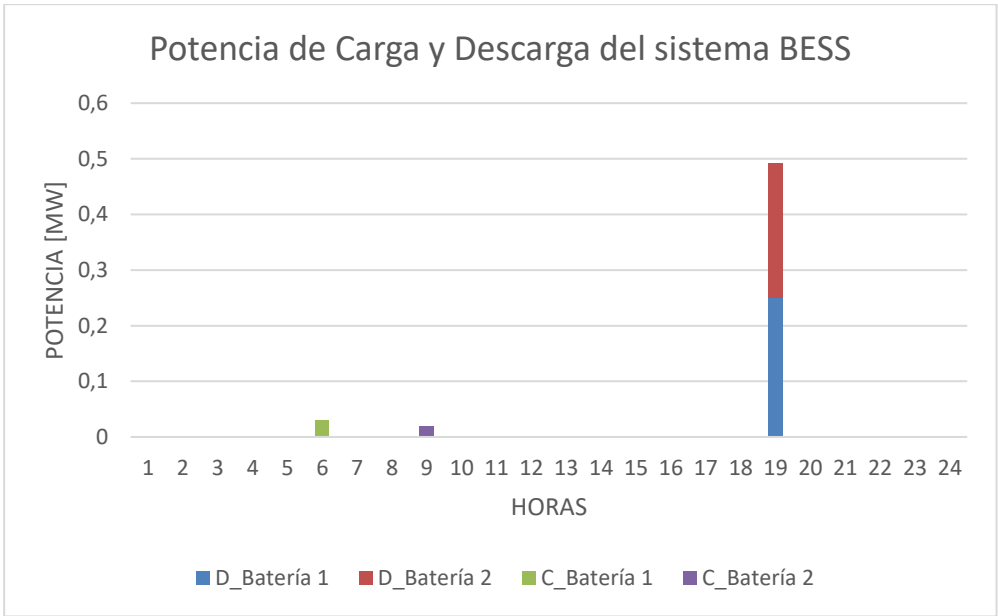


Figura 4.13 Potencias de Carga y Descarga del BESS.

4.2.2.3 Despacho Económico Térmico Horario

En la Tabla 4.14 se presenta el despacho económico térmico o compromiso de unidades térmicas (UC), el mismo que resulta del proceso de optimización realizado por el GAMS y se aprecia como varía la generación térmica de las máquinas para diferentes horas, como ejemplo el todos los generadores que tienen un costo bajo generan las 24 horas, si

observamos la Tabla 4.14 el Gen_5 por tener un costo alto solo funciona 5 horas, esto se da en la noche 19:00 el momento que la demanda empieza a subir a su pico, al observar los Gen_6 y Gen_7, estos no funcionan en ninguna hora del día porque su costo de funcionamiento es elevado. Los generadores funcionan dependiendo de la demanda que hay que abastecer y manteniendo un costo de generación térmica bajo para el sistema.

Tabla 4.14 Despacho Económico Térmico [MW].

HORA	Gen_1	Gen_2	Gen_3	Gen_4	Gen_5	Gen_6	Gen_7	Gen_8	Gen_9	Gen_10
1	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	1,3302	1,3750	1,3750
2	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	1,0500	1,3750	1,1517
3	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	1,0500	1,0500	1,1851
4	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	0,9420	1,0500	1,0500
5	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	1,0500	0,7500	1,0500
6	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	0,7250	1,0500	0,9179
7	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	0,7250	0,7250	0,8824
8	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	0,7250	0,9784	0,7250
9	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	0,7984	1,0500	1,0500
10	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	1,0500	1,0500	0,9123
11	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	1,0617	1,0500	1,0500
12	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	1,0500	1,0500	1,3094
13	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	1,3750	1,0714	1,3750
14	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	1,0962	1,0500	1,3750
15	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	1,2759	1,3750	1,3750
16	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	1,5359	1,3750	1,7000
17	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	1,5732	1,7000	1,7000
18	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	1,5513	1,7000	1,7000
19	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,0000	0,0000	0,0000	1,7000	1,7000	1,7000
20	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	1,0558	0,0000	0,0000	1,7000	1,7000	1,7000
21	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,9126	0,0000	0,0000	1,7000	1,7000	1,7000
22	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,5906	0,0000	0,0000	1,7000	1,7000	1,7000
23	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,4000	0,0000	0,0000	1,7000	1,7000	1,4409
24	0,6500	0,6500	1,0200	0,6500	0,4000	0,0000	0,0000	1,3750	1,4792	1,3750

En la Figura 4.14 se observa que, para el pico de medio día, la producción de generación térmica es baja, ya que a esa hora la generación solar fotovoltaica y eólica son considerables. Lo contrario ocurre en el pico de la noche, el cual es cubierto en su gran mayoría por generación térmica ya que a esas horas no existe generación solar y la generación eólica es baja. Adicionalmente se puede observar la producción de las unidades térmicas, que de acuerdo al despacho siguen el comportamiento de la demanda.

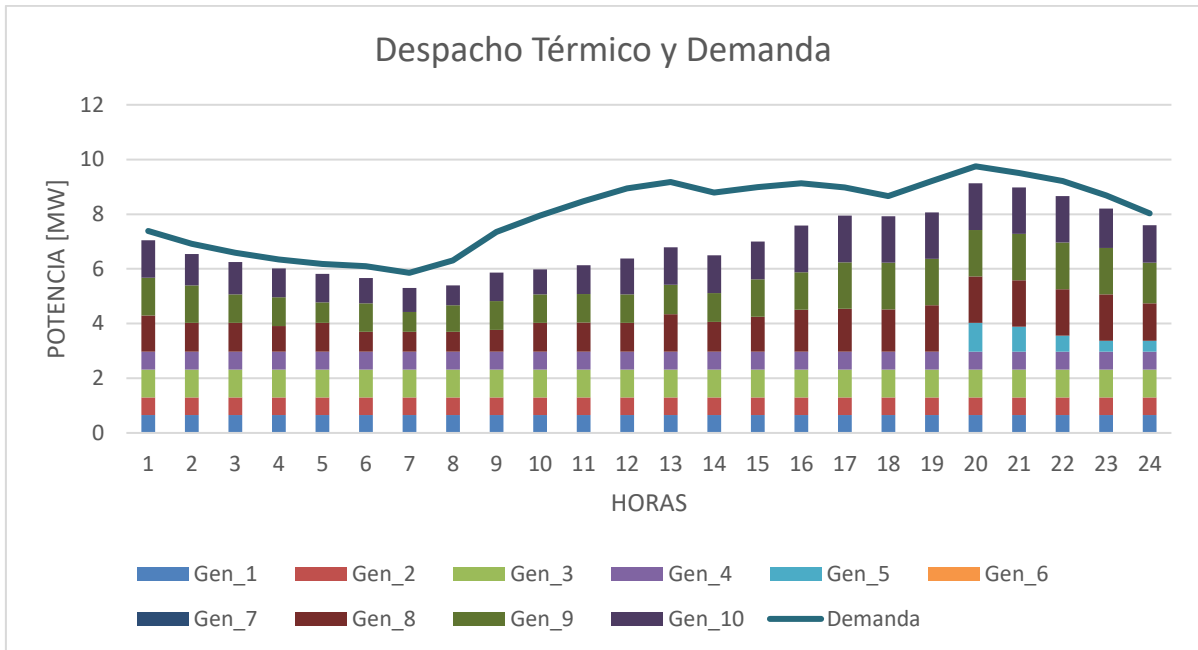


Figura 4.14 Despacho de Unidades Térmicas en Base a Demanda en [MW].

4.2.2.4 Costo Marginal para un día mes de abril

En la Tabla 4.15 se presentan los resultados del costo marginal, despacho térmico total y demanda, donde se puede apreciar cómo varía el costo marginal en función del ingreso por despacho de las maquinas térmicas.

El costo marginal se mantiene relativamente constante en la mayoría de horas; excepto a las 19:00 horas, cuando el costo marginal sube de 376,7006 USD a 440,5852 USD, y es variante entre las 19:00 hasta las 22:00 que está entre los 428,1004 USD y 440,5852 USD esto se debe a que la demanda en este intervalo de horas empieza a subir hasta llegar a su pico máximo que es a las 20:00 para luego bajar hasta las 22:00, la generación eólica también empieza a disminuir en este intervalo lo que provoca que el despacho térmico aumente.

Tabla 4.15 Costo Marginal [USD/MWh].

HORA	Costo Marginal [USD/MWh]	Demanda [MW]	Pot. Térmica Total [MW]
1	376,7005	7,3836	7,0502
2	376,7005	6,9152	6,5467
3	376,7005	6,5862	6,2551
4	376,7004	6,3431	6,0120
5	376,7004	6,1762	5,8200
6	376,7004	6,1017	5,6629
7	376,7004	5,8551	5,3024
8	376,7004	6,3142	5,3984
9	376,7004	7,3513	5,8684
10	376,7004	7,9513	5,9823
11	376,7005	8,4765	6,1317
12	376,7005	8,9435	6,3794
13	376,7005	9,1757	6,7914
14	376,7005	8,7868	6,4912
15	376,7005	8,9922	6,9959
16	376,7006	9,1302	7,5809
17	376,7006	8,9756	7,9432
18	376,7006	8,6596	7,9213
19	440,5852	9,2133	8,0700
20	428,1005	9,7502	9,1258
21	428,1004	9,5080	8,9826
22	428,1002	9,2101	8,6606
23	376,7006	8,6908	8,2109
24	376,7006	8,0332	7,5992

Al realizar una comparación de los resultados de potencia eólica y solar total versus el costo marginal, se observa en la Figura 4.15, el costo marginal aumenta cuando la potencia solar ya no genera y la potencia eólica baja, a las 19:00 el costo marginal es el máximo del día y se mantiene un poco alto en el intervalo de 19:00 a 22:00 esto se debe a que la demanda del sistema aumenta, las energías renovables bajan y se necesita de generación térmica para cubrir los picos de la demanda del sistema.

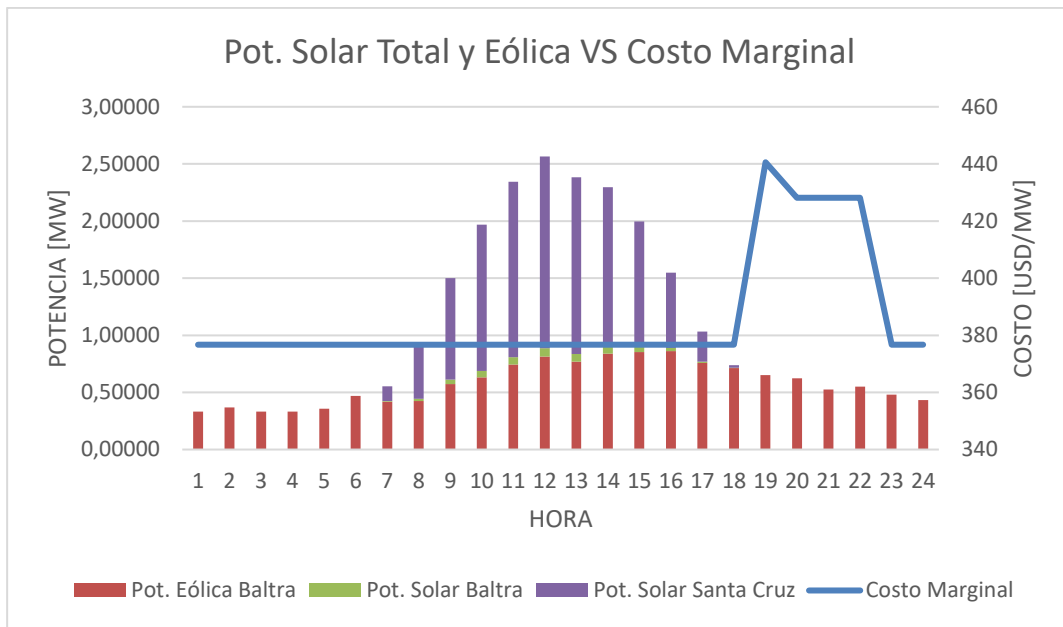


Figura 4.15 Potencia Total Solar y Eólica VS Costo Marginal.

El sistema BESS tiene un proceso de carga y descarga de potencia, en la Figura 4.16 se observa que el sistema de baterías se cargan a las 6:00 y 9:00, hora en que el sistema empieza a tener un aumento de potencia solar y eólica lo cual es aprovechado por la batería y el costo marginal del sistema es bajo, mientras que la descarga del sistema de baterías se produce a las 19:00, hora en la que la demanda empieza a subir hasta llegar a su pico de las 20:00, lo que resulta coherente ya que el sistema de baterías debe despacharse en los momentos que aumenta la demanda para disminuir el despacho térmico y consecuentemente el costo marginal. En este caso el sistema de baterías no tiene mayor impacto ya que su potencia es muy pequeña.

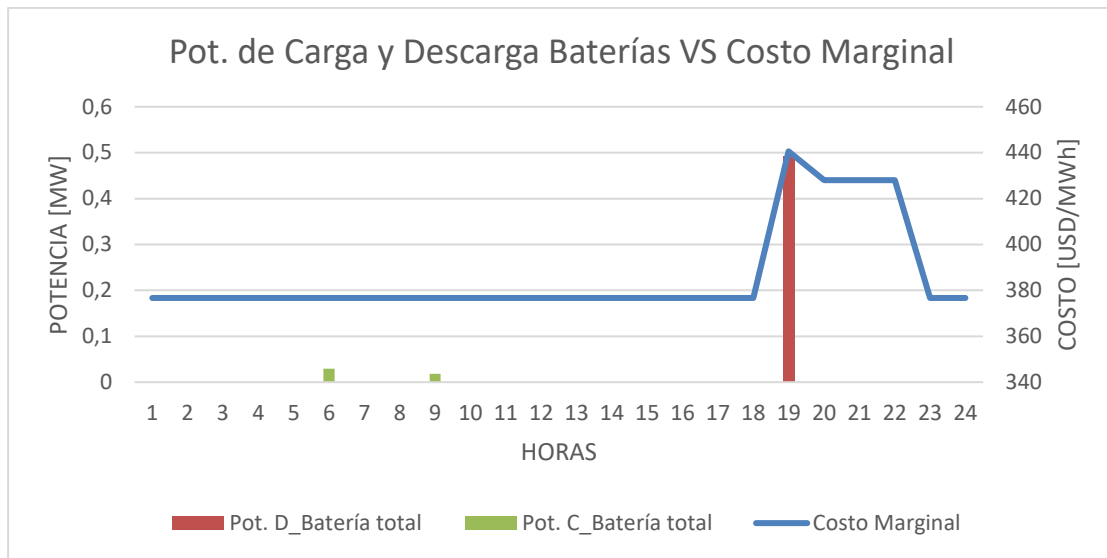


Figura 4.16 Potencia de Carga y Descarga Baterías VS Costo Marginal.

Finalmente se compara la potencia térmica versus el costo marginal, en la Figura 4.17 se representa el comportamiento tanto del despacho térmico como del costo marginal observándose que el costo marginal se mantiene prácticamente constante en el tiempo, presentando un único incremento entre las 19:00 a las 22:00, este incremento se da porque la demanda aumenta siendo este el pico máximo del día, en este intervalo ya no se tiene potencia solar y la potencia eólica es baja por lo cual se tiene que despachar más potencia térmica y por ende aumenta el costo marginal.

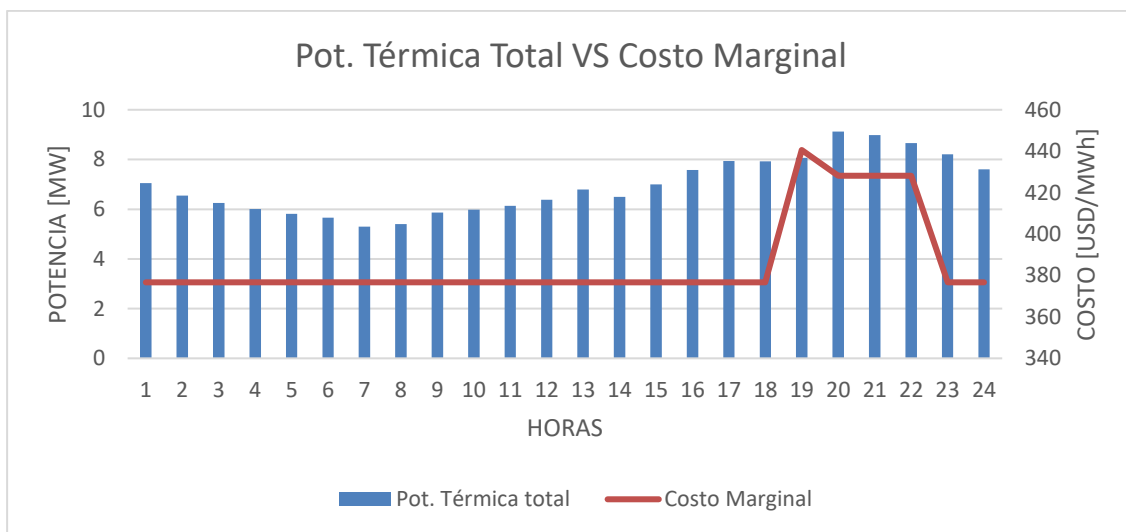


Figura 4.17 Potencia Térmica VS Costo Marginal.

En la Figura 4.18 se presenta el comportamiento del costo marginal con la demanda, se observa que cuando sube la demanda el costo marginal también sube, porque se despacha mayor potencia térmica siendo en este caso entre las 19:00 y las 22:00 que es cuando se tiene el máximo pico de demanda del día.

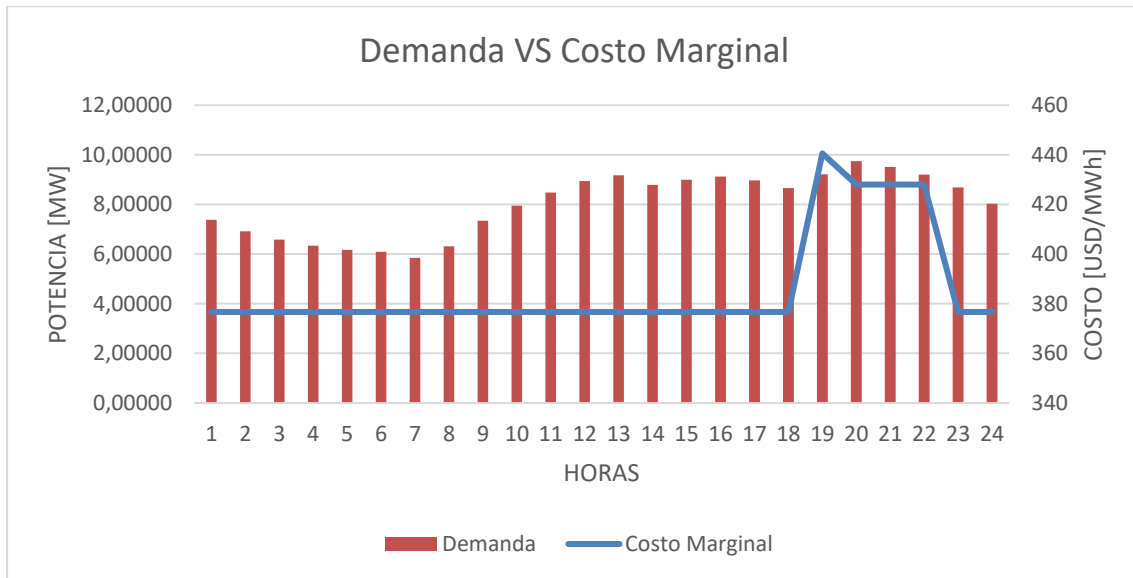


Figura 4.18 Demanda VS Costo Marginal.

En la Figura 4.19 se puede observar el resultado del despacho económico, se incluyen los resultados de la generación térmica, almacenamiento de baterías y energías renovables no convencionales; al ser sumado el despacho de las energías antes mencionadas, se nota que la curva obtenida es similar a la de la demanda del sistema.

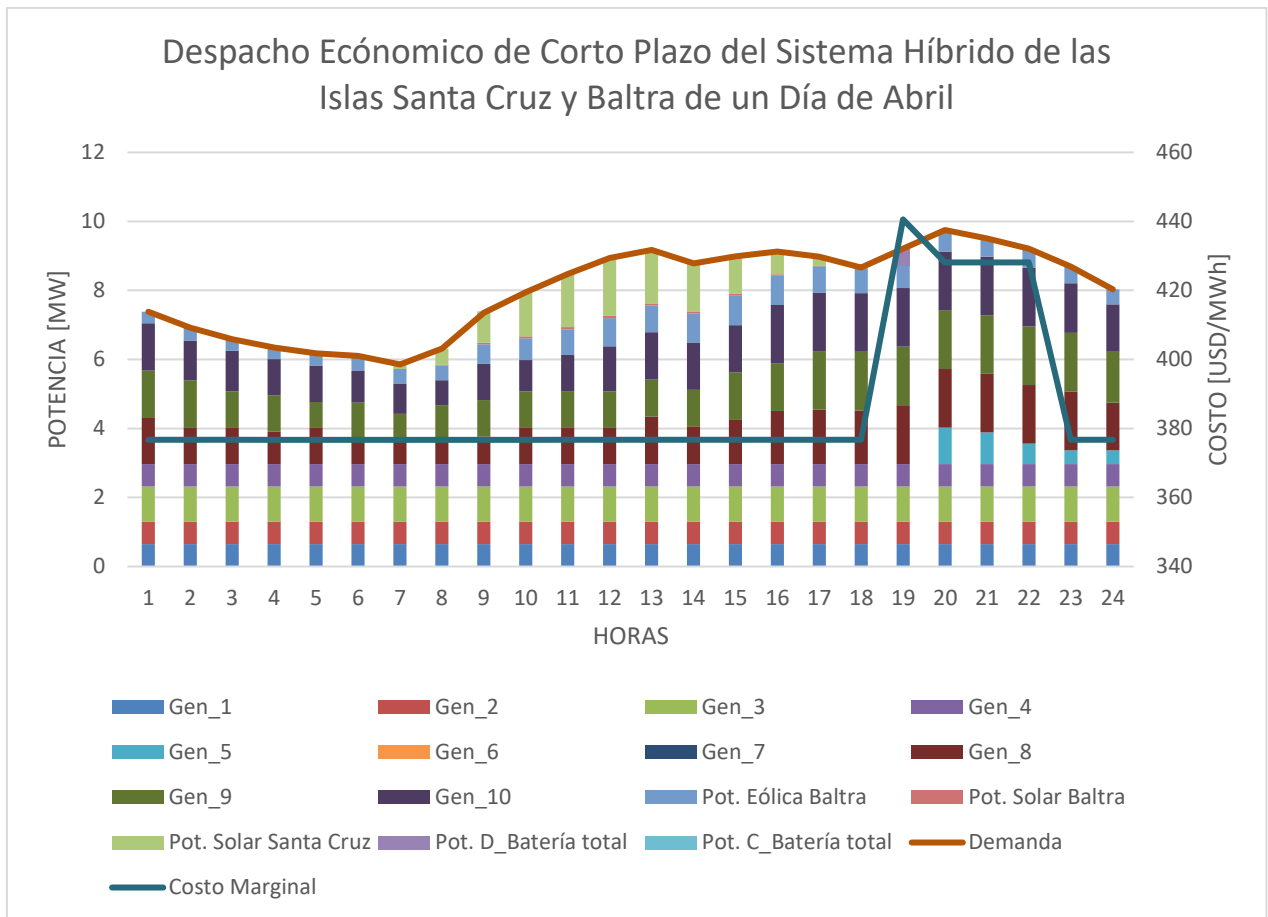


Figura 4.19 Despacho Económico Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra de un Día de abril.

4.2.3 Resultados del Despacho Económico del Sistema Híbrido Santa Cruz y Baltra del Mes de diciembre

Se presenta los resultados obtenidos del Despacho Económico del Sistema Híbrido de Santa Cruz y Baltra Galápagos para un día del mes de diciembre.

4.2.3.1 Despacho de Potencia de Fuentes Renovables Generado por Simulación de Modelo Montecarlo (MSM).

En la Tabla 4.16 se presentará las potencias de las energías renovables aleatorias [MW] del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra obtenidas mediante MSM.

Tabla 4.16 Resultados de Potencias MSM para Cada Hora Diciembre en [MW].

HORA	Potencia Eólica [MW] Baltra	Potencia Solar [MW] Baltra	Potencia Solar [MW] Santa Cruz	Potencia Solar Total [MW]
1	0,9091	0,0000	0,0000	0,000
2	1,0572	0,0000	0,0000	0,000
3	1,0913	0,0000	0,0000	0,000
4	0,9318	0,0000	0,0000	0,000
5	1,0054	0,0000	0,0000	0,000
6	0,8739	0,0000	0,0000	0,000
7	1,0641	0,0052	0,1199	0,125
8	1,1249	0,0189	0,4366	0,456
9	1,3395	0,0294	0,6777	0,707
10	1,3160	0,0404	0,9319	0,972
11	1,3800	0,0447	1,0309	1,076
12	1,7418	0,0520	1,1992	1,251
13	1,1048	0,0380	0,8764	0,914
14	1,4691	0,0469	1,0824	1,129
15	1,2831	0,0352	0,8117	0,847
16	1,2816	0,0182	0,4197	0,438
17	1,3368	0,0062	0,1423	0,148
18	1,2427	0,0000	0,0000	0,000
19	1,4045	0,0000	0,0000	0,000
20	1,2054	0,0000	0,0000	0,000
21	1,2144	0,0000	0,0000	0,000
22	1,1749	0,0000	0,0000	0,000
23	1,0424	0,0000	0,0000	0,000
24	1,1055	0,0000	0,0000	0,000

En la Figura 4.20 se presenta la potencia eólica generada tanto para un día de diciembre como para un día de abril, al observar la figura resulta evidente que la potencia generada en diciembre es mayor a la generada en el mes de abril, la potencia generada en diciembre está por encima de 1 [MW] y tiene un comportamiento más estable en el tiempo, esto se debe a que este mes corresponde a la temporada cálida en Galápagos y existe una mayor velocidad del viento.

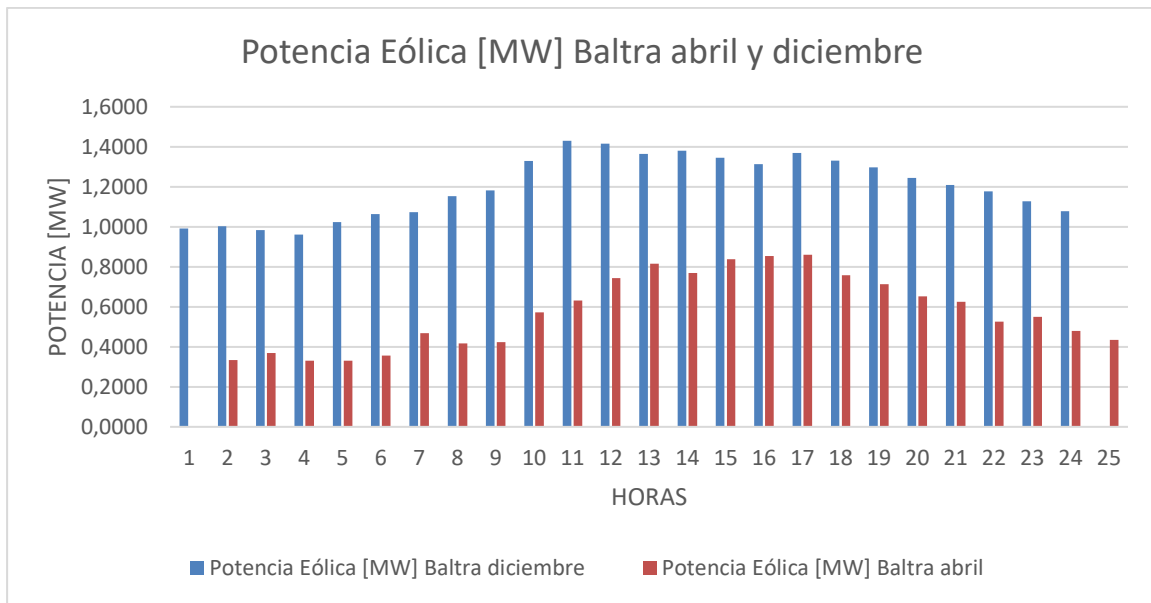


Figura 4.20 Potencia Eólica Horaria pronosticada para un día de diciembre y abril.

En la Figura 4.21 se presenta el comportamiento de la potencia solar pronosticada tanto de Santa Cruz como de Baltra. Se observa que la potencia generada por los paneles solares fotovoltaicos de las Islas Santa Cruz y Baltra, para un día del mes de diciembre es casi igual a la generada en un día del mes de abril, en el mes de diciembre se tiene una hora menos de generación solar con respecto al mes de abril y está en el rango de 7:00 a 17:00. Tiene un máximo de generación desde las 11:00 hasta las 14:00 con una potencia mayor a 1 [MW].

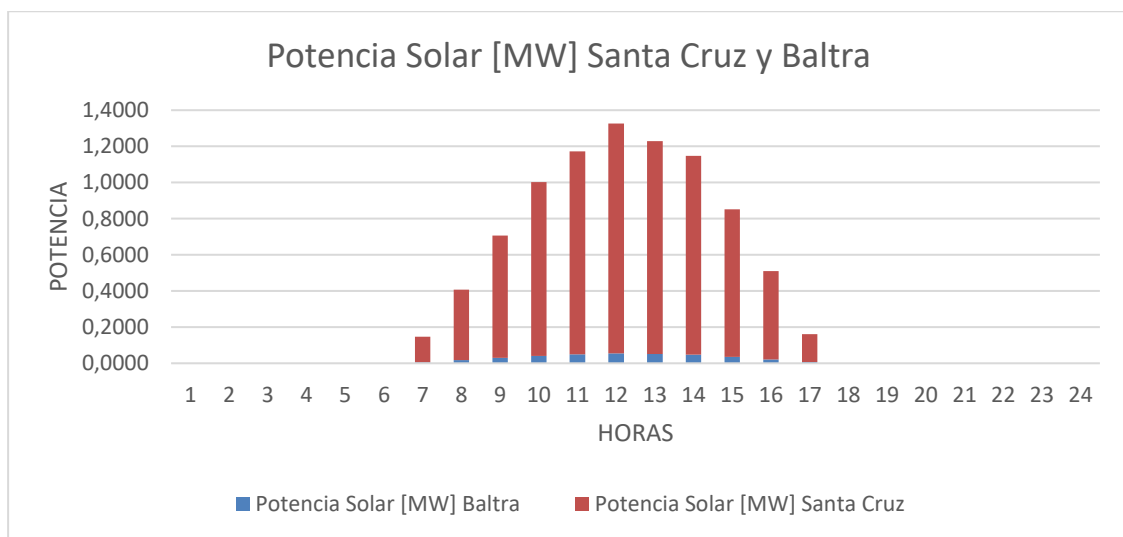


Figura 4.21 Potencia Solar Horaria Pronosticada para un día de diciembre.

4.2.3.2 Sistema de Almacenamiento de Energía (BESS)

En la Figura 4.24 se observa el comportamiento del sistema BESS el cual fue optimizado por el software GAMS, se observa que existe una entrega de potencia más que en un día del mes de abril, en el mes de diciembre existe mayor potencia de energías renovables y el sistema aprovecha dicha disponibilidad. El sistema BESS se mantiene cargado hasta despachar en un horario cuando existe una mayor demanda, tratando de evitar que ingresen más generadores térmicos. En este caso no se tiene carga del BESS porque se puede decir que ya viene cargado desde el día anterior. La potencia que tiene el BESS es muy baja [1MW] y no tiene un mayor impacto en el despacho para cubrir una mayor demanda horaria.

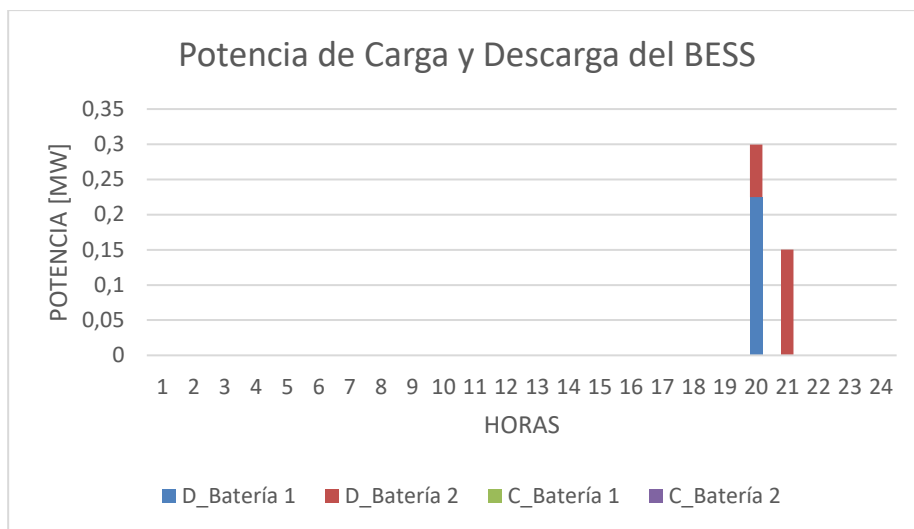


Figura 4.24 Potencias de Carga y Descarga del BESS.

4.2.3.3 Despacho Económico Térmico Horario

En la Tabla 4.17 se presenta el despacho económico térmico o compromiso de unidades térmicas (UC), como se puede observar se produce el despacho de siete máquinas térmicas las mismas que están trabajando las 24 horas del día, esto se da porque su costo es más bajo a comparación de los Gen_5, Gen_6 y Gen_7, estos no ingresan a ninguna hora del día porque estas máquinas tienen el costo más alto de operación, la ayuda más importante para que estas máquinas no ingresen es que existe una potencia eólica considerable y constante en las horas pico de la demanda. A continuación, en la Figura 4.25, se puede observar que las unidades térmicas que despachan potencia realizan el seguimiento a la curva de la demanda, el valor

de despacho térmico es menor al de la demanda ya que la energía renovable cubre cierta cantidad de demanda en el transcurso de las 24 horas.

Tabla 4.17 Despacho Económico Térmico [MW].

HORA	Gen_1	Gen_2	Gen_3	Gen_4	Gen_5	Gen_6	Gen_7	Gen_8	Gen_9	Gen_10
1	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	0,725	0,602	0,725
2	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	0,441	0,400	0,725
3	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	0,400	0,400	0,541
4	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	0,400	0,435	0,400
5	0,650	0,650	1,000	0,650	0,000	0,000	0,000	0,400	0,400	0,400
6	0,650	0,650	0,996	0,650	0,000	0,000	0,000	0,400	0,400	0,400
7	0,650	0,650	0,729	0,650	0,000	0,000	0,000	0,400	0,400	0,400
8	0,650	0,650	0,909	0,650	0,000	0,000	0,000	0,400	0,400	0,400
9	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	0,683	0,400	0,400
10	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	0,421	0,725	0,400
11	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	0,437	0,400	0,725
12	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	0,611	0,725	0,400
13	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	0,725	0,725	0,595
14	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	0,479	0,725	0,725
15	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	0,726	0,725	0,725
16	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	0,777	1,050	0,725
17	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	0,725	1,050	1,047
18	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	1,050	0,889	1,050
19	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	1,375	1,375	1,215
20	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	1,375	1,375	1,375
21	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	1,268	1,375	1,375
22	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	1,375	1,375	1,074
23	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	1,050	1,217	1,050
24	0,650	0,650	1,020	0,650	0,000	0,000	0,000	1,050	0,725	0,914

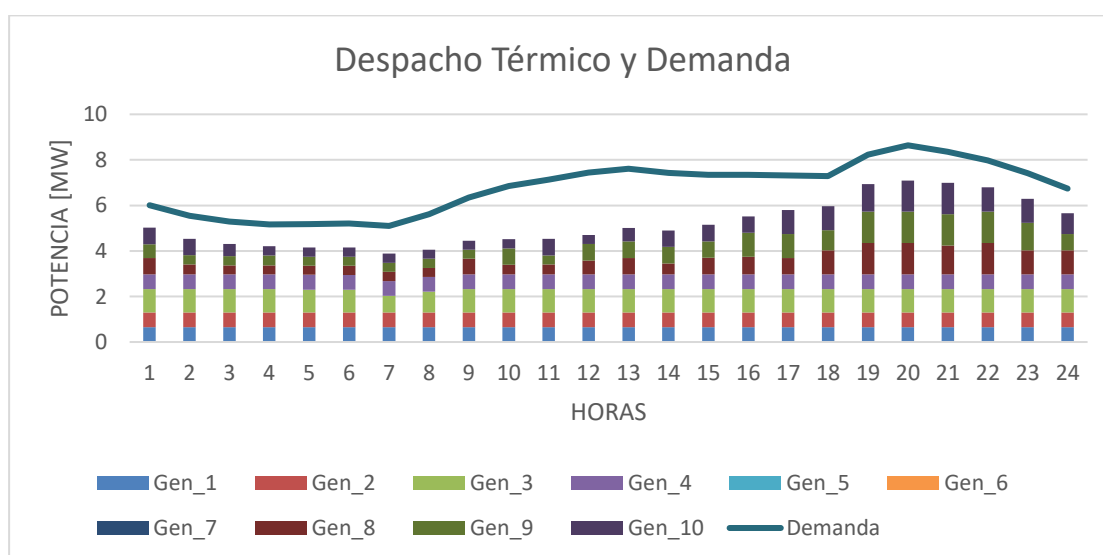


Figura 4.25 Despacho de Unidades Térmicas en Base a Demanda en [MW].

En la Figura 4.25 se observa que a las 13:00 existe un pequeño pico de demanda del medio día y la producción de generación térmica es baja ya que a esa hora la generación solar fotovoltaica y eólica son las más altas, también se observa que en el pico de demanda de las 20:00 existe más despacho de potencia térmica, si se comparan abril y diciembre a las 20:00 se evidencia que en abril están generando 8 máquinas térmicas de las cuales 7 a su máxima potencia y mientras que en diciembre 7 están trabajando, de las cuales 4 su máxima potencia.

4.2.3.4 Costo Marginal para un día del mes de diciembre

En la Tabla 4.18 se muestra los resultados del costo marginal, despacho térmico total y la demanda, se puede apreciar cómo varía el costo marginal en función del ingreso por despacho de las máquinas térmicas.

Los resultados de la tabla muestran que el costo marginal se mantiene constante en el horario de 09:00 hasta las 04:00, con un valor de 376,7002 USD este valor se ve reflejado ya que las máquinas de costo alto no estén a su máxima producción, permitiendo que el programa mantenga constante ese costo marginal en este intervalo de horario, también ayuda que la generación eólica aporta una potencia constante en el transcurso de las 24 horas. En un segundo periodo entre las 05:00 y 08:00 se presenta un costo marginal de 335,5009, el valor del costo marginal baja, primero porque la demanda es menor y no se necesita mucha generación térmica y segundo las tres máquinas que tienen su valor de generación alto están generando 0.400 [MW] esto quiere decir casi un cuarto de su potencia máxima lo que ayuda a que el costo baje.

En la Figura 4.26 se observa que a partir de las 9:00 y las 4:00 sube el costo marginal, esto se da porque la generación térmica también aumenta, no en proporciones grandes como el mes de abril casi están los generadores a un 50% de su capacidad. La suma de la potencia fotovoltaica más la potencia eólica en el intervalo de 10:00 a 14:00 cubre en buena parte la demanda pico del medio día y contribuye a regular el costo marginal del sistema.

Tabla 4.18 Costo Marginal [\$/MWh].

HORA	Costo Marginal [USD/MWh]	Demanda [MW]	Pot. Térmica Total [MW]
1	376,7002	6,0135	5,0224
2	376,7002	5,5398	4,5364
3	376,7002	5,2955	4,3115
4	376,7002	5,1661	4,2049
5	335,5009	5,1733	4,1504
6	335,5009	5,2095	4,1463
7	335,5007	5,0986	3,8786
8	335,5009	5,6191	4,0591
9	376,7002	6,3416	4,4531
10	376,7002	6,8467	4,5164
11	376,7002	7,1351	4,5324
12	376,7002	7,4480	4,7064
13	376,7002	7,6080	5,0146
14	376,7002	7,4268	4,8990
15	376,7004	7,3435	5,1458
16	376,7004	7,3457	5,5216
17	376,7004	7,3223	5,7924
18	376,7004	7,2908	5,9592
19	376,7005	8,2325	6,9350
20	376,7005	8,6390	7,0950
21	376,7005	8,3488	6,9884
22	376,7005	7,9709	6,7941
23	376,7005	7,4152	6,2869
24	376,7004	6,7367	5,6586

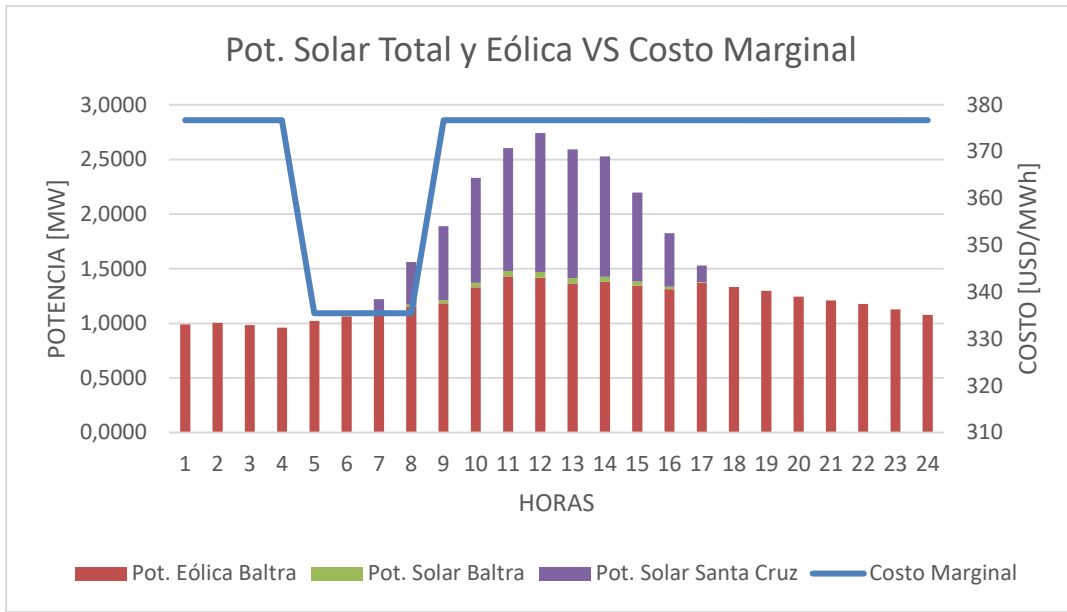


Figura 4.26 Potencia Total Solar y Eólica VS Costo Marginal.

En la Figura 4.27 se observa que las baterías despachan justo en las horas donde existe mayor demanda, en este caso no se tiene carga de las baterías lo cual deja ver que el sistema BESS está listo para descarga cuando necesite. Las descargas más representativas están dadas a las 20:00 y 21:00, comportamiento que guarda relación con la cobertura del incremento en la demanda que se produce en este intervalo.

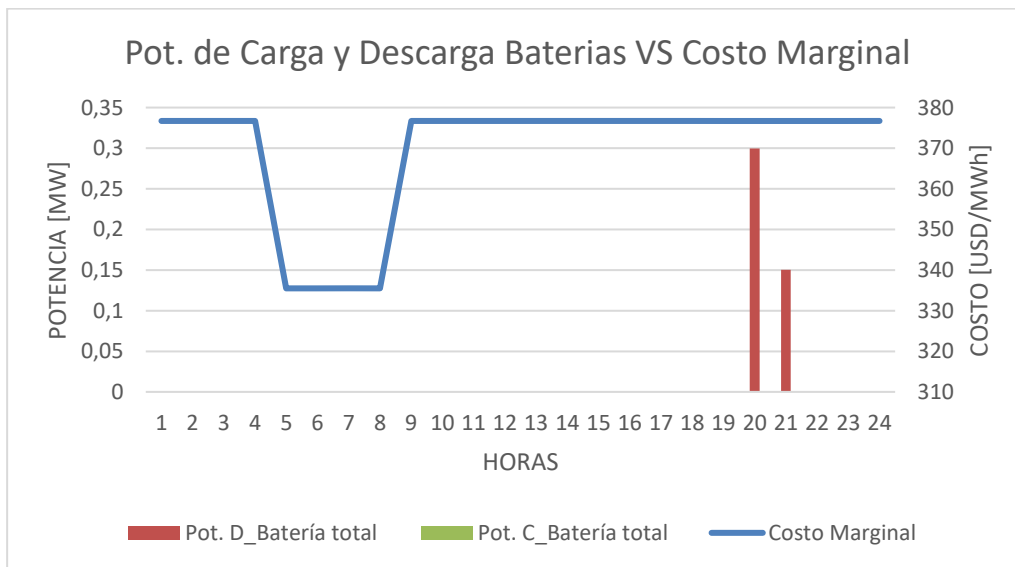


Figura 4.27 Potencia de Carga y Descarga Baterías VS Costo Marginal.

En la Figura 4.28 se observa el comportamiento del costo marginal con respecto a la generación térmica, en el intervalo de 05:00 a 09:00 existe una producción baja de potencia térmica por lo que el costo marginal también es bajo.

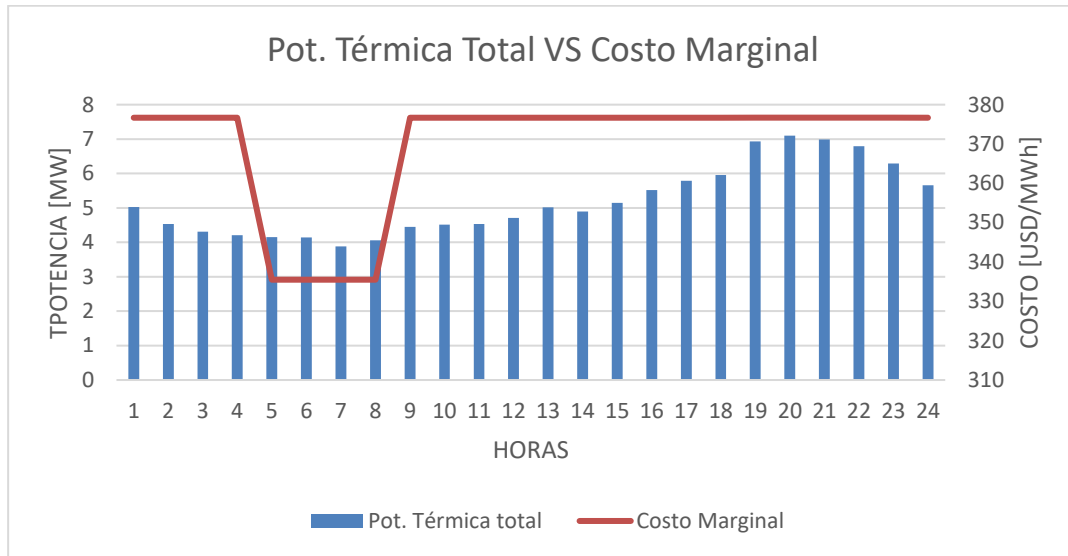


Figura 4.28 Potencia Térmica VS Costo Marginal.

En la Figura 4.29 se observa como el pico de demanda del medio día no produce incrementos significativos en el costo marginal, sin embargo, ante la disminución de recursos renovables, el incremento en la demanda produce un aumento en el costo marginal desde las 09:00 en la mañana has horas de la tarde noche y madrugada 04:00 como se puede apreciar en la figura.

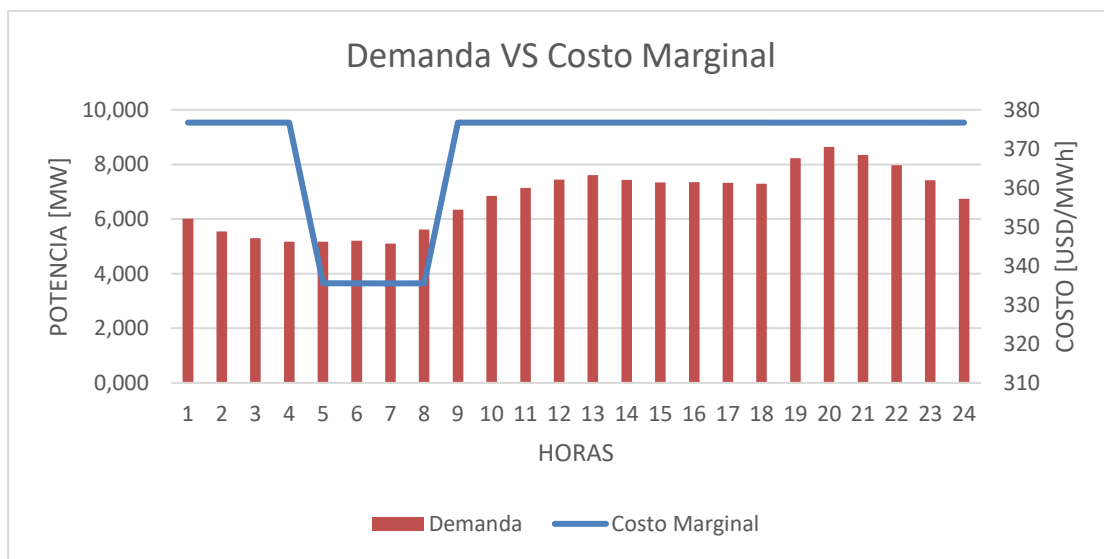


Figura 4.29 Demanda VS Costo Marginal.

En la Figura 4.30 se puede observar el compromiso de cada unidad térmica que interviene en el despacho económico, también se tiene la generación de potencia eólica y solar, además se tiene el despacho del sistema de almacenamiento, al momento de realizar la suma para cada hora de las potencias generadas se observa como el Despacho Económico del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra se acopla a la curva de demanda del sistema, mientras que el costo marginal varía en función de la variación de la demanda y de la disponibilidad de recursos renovables.

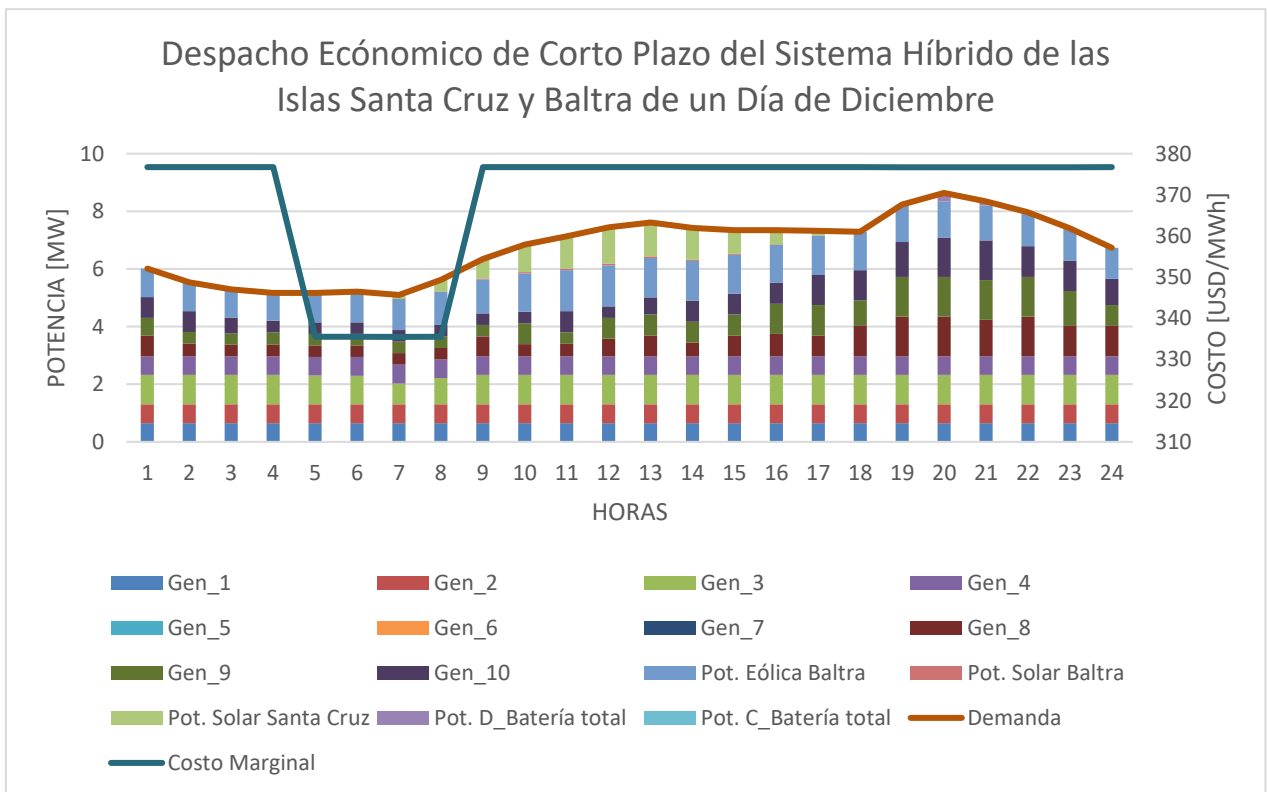


Figura 4.30 Despacho Económico Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra de un Día de diciembre.

4.2.4 Gráficas de Convergencia de las Potencias Térmica, Solar y Eólica.

Convergencia despacho del mes de abril

- Convergencia del Despacho Térmico Santa Cruz. - En la Figura 4.31 se presenta la gráfica obtenida al realizar la simulación de Montecarlo, en la misma se puede observar cómo van bajando los picos en cada iteración, hasta llegar a la convergencia deseada, en un número de 9946 simulaciones con una tolerancia ingresada de 0.0001.

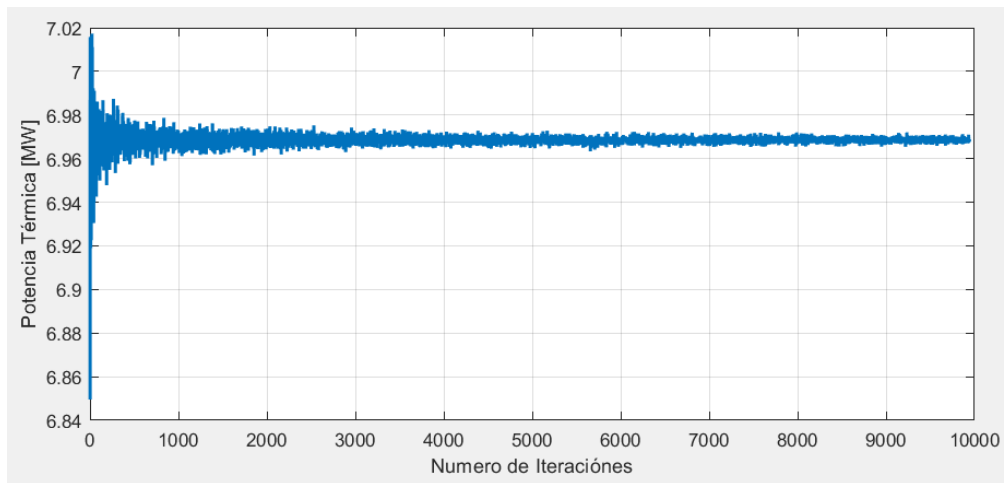


Figura 4.31 Convergencia despacho de generación térmica para un día mes de abril.

- Convergencia de la Potencia Eólica Baltra. - En la Figura 4.32 se presenta una gráfica para cada hora, esto decir 24 gráficas, para cada escenario generado. Cada vez que se genera escenarios con ayuda de la simulación de Montecarlo se observa que mientras más iteraciones se realice el sistema se estabiliza, en la figura se observa como los valores se aplanan en un número igual a 9946 iteraciones.

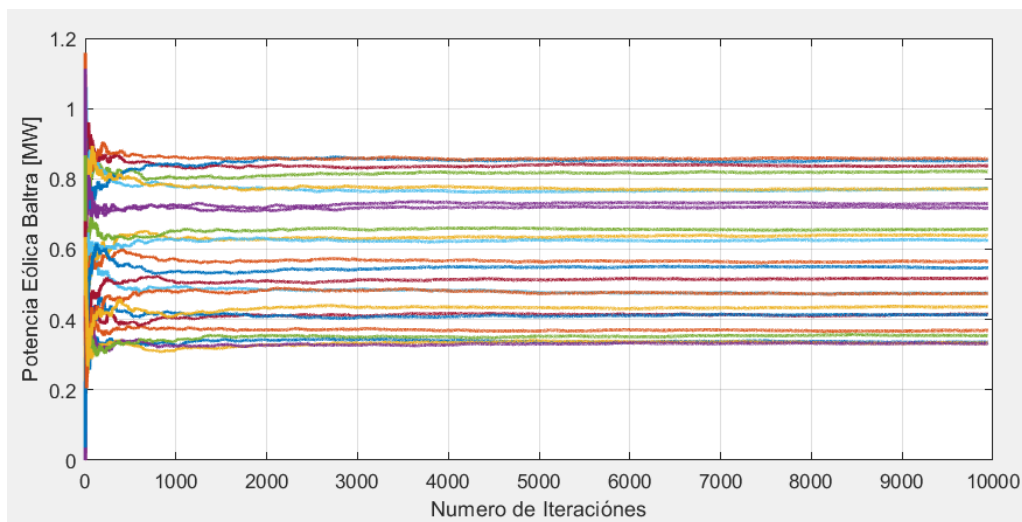


Figura 4.32 Convergencia Potencia Eólica para un día del mes de abril.

- Convergencia de la Potencia Fotovoltaica Baltra y Santa Cruz. - En la Figura 4.33 se presenta la gráfica obtenida al realizar la simulación de Montecarlo, la figura presenta

12 gráficas (12 horas) por cada escenario generado, se aprecia cómo se produce la convergencia luego de realizar 9946 iteraciones.

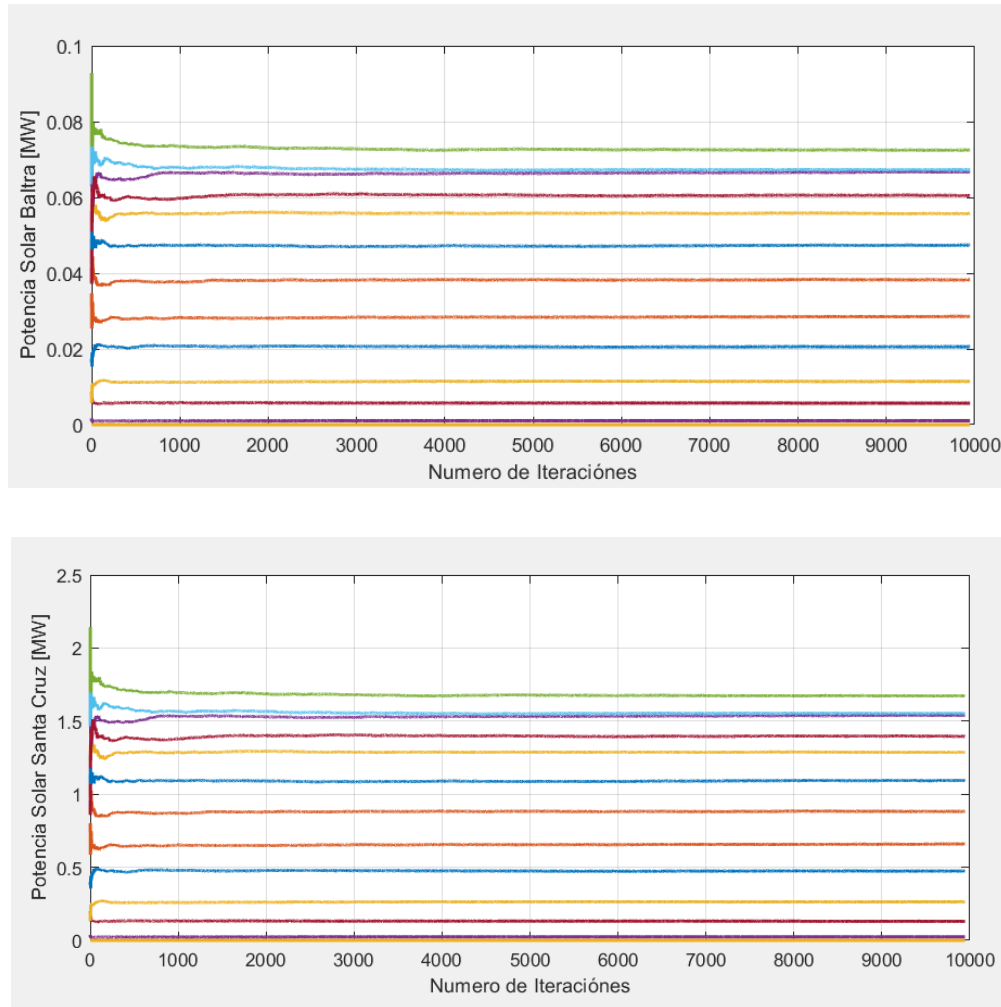


Figura 4.33 Convergencia Potencia Fotovoltaica de Santa Cruz y Baltra para un día mes de abril.

Convergencia de Potencias mes de diciembre

- Convergencia del Despacho Térmico Santa Cruz. - En la Figura 4.34 se presenta la gráfica obtenida al realizar la simulación de Montecarlo, en la misma se puede observar cómo van bajando los picos en cada iteración hasta llegar a converger a las 10369 iteraciones, con una tolerancia ingresada de 0.0001.

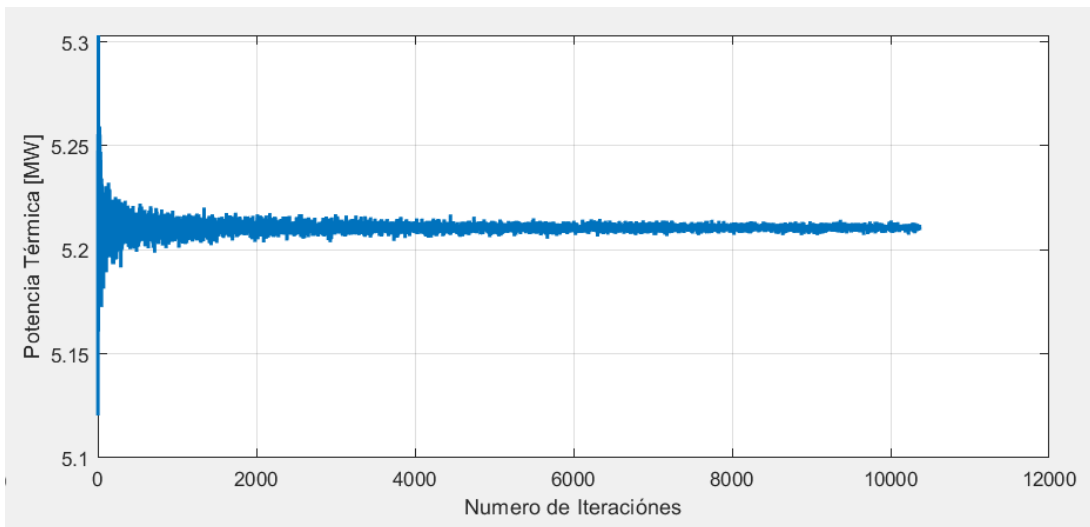


Figura 4.34 Convergencia Potencia Térmica para un Día mes diciembre.

- Convergencia de la Potencia Eólica Baltra, en la Figura 4.35 se presenta la gráfica luego de realizar la simulación de Montecarlo, se incluyen las 24 gráficas correspondientes a cada escenario generado. Al realizar la simulación los valores se estabilizan para un número igual a 10369 iteraciones.

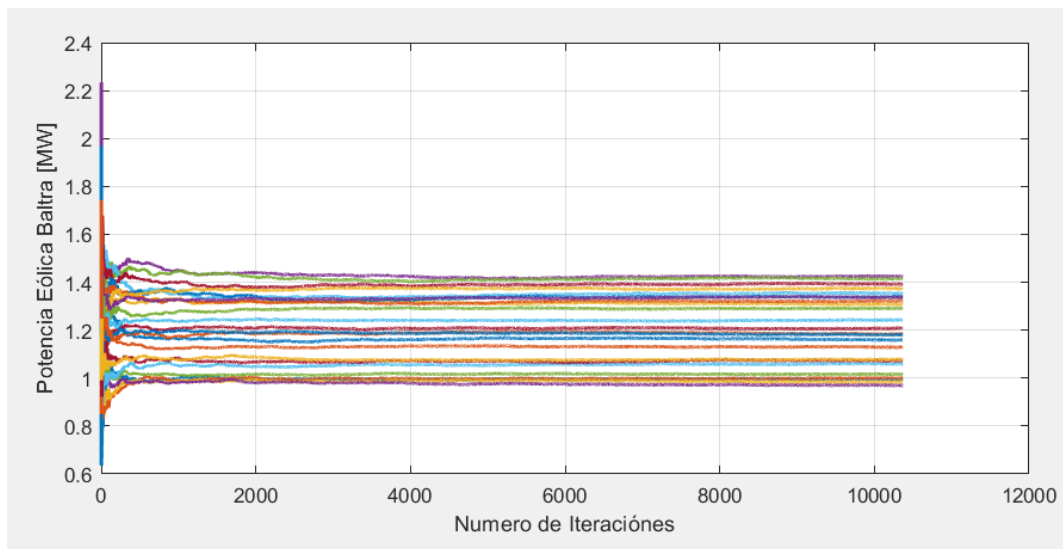


Figura 4.35 Convergencia Potencia Eólica para un Día mes de diciembre.

- Convergencia de la Potencia Solar Fotovoltaica Baltra y Santa Cruz. - En la Figura 4.36 se presentan las 11 gráficas que conforman cada escenario generado, se observa que

los valores tanto del sistema de Baltra como de Santa Cruz se van aplanando y se estabilizan en 10369 iteraciones.

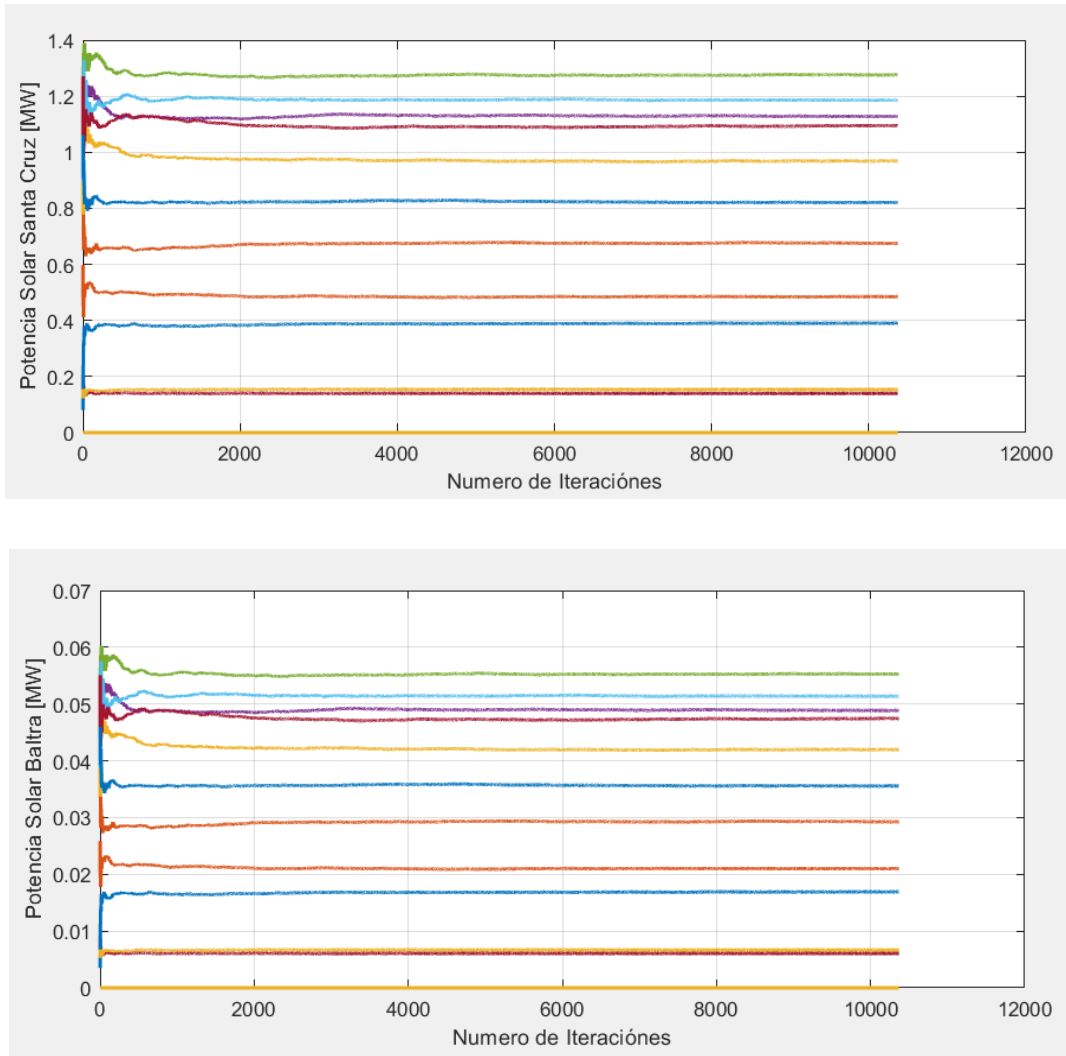


Figura 4.36 Convergencia Potencia Fotovoltaica de Santa Cruz y Baltra para un día mes de diciembre.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La herramienta computacional desarrollada permite realizar el despacho económico de corto plazo (24 horas) de un sistema híbrido, realizando un adecuado tratamiento de las variables estocásticas relacionadas a la disponibilidad de los recursos eólico y solar.
- Utilizar el software MATLAB facilitó el tratamiento de las variables estocásticas, mediante la aplicación del método de simulación de Montecarlo. Para este trabajo en particular se generan escenarios tanto para la potencia solar fotovoltaica, como para la potencia eólica disponible en las Islas Santa Cruz y Baltra.
- Utilizar el software GAMS permitió realizar el despacho económico de corto plazo del sistema híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra, esto gracias a la facilidad de uso de optimizadores de alto nivel que resuelven problemas lineales enteros mixtos.
- Al realizar el análisis estocástico queda claro el hecho de que mientras mayor sea la cantidad de datos históricos, mejor será la calidad del pronóstico del despacho de generación de los recursos renovables (generación eólica y generación fotovoltaica) para cualquier época del año.
- La cantidad de potencia térmica despachada depende de la disponibilidad de recursos renovables a cada hora, particular que incide en el comportamiento del costo marginal del sistema.
- El sistema de almacenamiento de baterías disponible en el sistema híbrido de las Islas Galápagos, objeto de estudio, tiene una potencia muy pequeña, por lo cual no presenta un mayor impacto en el despacho económico.
- Para tener una mejor convergencia se trabajó con una tolerancia de 0.0001, con la cual se requiere de aproximadamente 5000 simulaciones, en el contexto del método de Montecarlo.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda solicitar datos reales de las características técnicas y funciones de costos de los generadores térmicos, para que sea un trabajo que se adapte mejor a la realidad del sistema híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra.
- En un futuro se puede realizar un estudio de un despacho económico híbrido de corto plazo (24 horas) considerando restricciones de la red y la aleatoriedad de las potencias solar fotovoltaica, eólica y demanda horaria.
- Para garantizar el funcionamiento de la herramienta computacional es necesario que el computador en el cual se trabajara tenga como mínimo una memoria RAM de 12 GB, disco de estado sólido y un procesador Core i7 de 10 generación.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, “Plan Maestro de Electricidad 2016-2025,” *Celec EP*, p. 439, 2017, [Online]. Available: <https://www.celec.gob.ec/hidroagoyan/index.php/plan-maestro-de-electricidad-2016-2025>
- [2] J. A. G. Moreno, C. L. T. Rodríguez, and R. A. P. Suesca, “Hybrid Electric Energy Generation Like Alternative For Not Inte Connected Zones,” *Rev. CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA LA Fac. Ing. Univ. Dist. Fr. JOSÉ CALDAS*, vol. 12, no. 1, pp. 57–63, 2007, [Online]. Available: <http://revistas.udistrital.edu.co/ojs/index.php/reving/article/view/2100>
- [3] F. Valenciaga, “Control de Estructura Variable en Sistemas Híbridos de Generación de Energía,” p. 178, 2001.
- [4] J. Castro Martínez, M. Domínguez Gómez, and R. Villaseñor Madero, “Sistemas de almacenamiento mediante baterías electroquímicas. Contribución a la integración de energías renovables.” *Univ. Carlos III Madrid*, no. June, pp. 1–67, 2019, doi: 10.13140/RG.2.2.21067.23843.
- [5] J. G. Zabaleta, I. San Martín, J. Pascual, and P. Miqueleiz, “Cálculo del estado de carga en baterías de plomo-ácido: diseño y validación experimental,” p. 71, 2016, [Online]. Available: http://academica-e.unavarra.es/bitstream/handle/2454/21830/TFG_GuembeZabaleta.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [6] I. S. Reinoso Sacancela, “Despacho económico dinámico considerando la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el sistema eléctrico para el uso eficiente de energía renovable,” 2021, [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/20453>
- [7] C. Morente Fernández, “Análisis y Modelado del Comportamiento de Baterías para

Vehículos Eléctricos,” Universidad Carlos III de Madrid, 2015. [Online]. Available: <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/23050>

- [8] V. E. Diaz O., “LOCALIZACIÓN DE SISTEMAS DE BATERÍAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL DESEMPEÑO EN ESTABILIDAD TRANSITORIA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA,” UNIVERSIDAD DE CHILE, 2017.
- [9] C. Zapata, “ANÁLISIS PROBABILÍSTICO Y SIMULACIÓN,” Universidad Tecnológica de Pereira, 2010.
- [10] E. P. Rivers, A. C. Yataco, A. K. Jaehne, J. Gill, and M. Disselkamp, *ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA, PROBABILIDAD E INFERENCIA.*, vol. 21, no. 5. Chile, 2015. doi: 10.1097/MCC.0000000000000241.
- [11] L. Osvaldo and J. Castillo, “Estadísticas,” *Cult. Leng. y Represent.*, vol. 16, no. 2, pp. 1–21, 2016, doi: 10.6035/clr.2016.16.10.
- [12] L. A. V. del Pino, “Distribuciones de probabilidad,” *Métodos Bioestad.*, pp. 1–116, 2014, doi: 10.2307/j.ctvvngkg.7.
- [13] P. Vale, “Energy Assessment of Photovoltaic Conversion Systems,” pp. 1–8, 2015.
- [14] J. R. Machado Fernández and J. de la C. Bacallao Vidal, “Generación de Muestras de la Distribución Weibull en MATLAB usando la Función Inversa.,” no. July 2016, pp. 1–14, 2014.
- [15] S. Talari, M. Yazdaninejad, and M. R. Haghifam, “Stochastic-based scheduling of the microgrid operation including wind turbines, photovoltaic cells, energy storages and responsive loads,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 12, pp. 1498–1509, 2015, doi: 10.1049/iet-gtd.2014.0040.
- [16] H. Arcos and S. Espinoza, “Selección de Unidades con Restricción de Combustible y Flujo,” *IEEE, Artículo*, pp. 133–140.

- [17] J. Henríquez and S. Montano, “Modelo de programación de la operación de un sistema hidrotérmico con flujo óptimo de potencia utilizando herramientas convencionales de optimización,” p. 164, 2018, [Online]. Available: <https://core.ac.uk/download/pdf/195383894.pdf>
- [18] C. Díaz, “Despacho económico de generación termoeléctrica usando métodos de sensibilidad AC,” *Acad. Manag. Rev.*, p. 29, 2019.
- [19] Ma. del R. De Jesús Ventura, “DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA DE ANÁLISIS DE CIRCUITOS PWL,” Instituto Nacional de Astrofísica, Óptica y Electrónica, 2007. [Online]. Available: <http://oa.upm.es/40605>
- [20] J. Hermoza, “ESTRUCTURA DE UN PROBLEMA : Restricciones :,” *Apuntes*, 2018.
- [21] A. M. Diaz S and O. A. Anaya C, “Modelo De Programación De La Operación De Un Sistema Hidrotérmico,” 2011.
- [22] S. Rivera and T. Valencia, “Simulación Estocástica para Determinar el Valor Presente Neto y el Costo de Incertidumbre en una Planta Eólica,” *Cienc. en Desarro.*, vol. 10, no. 2, pp. 151–164, 2019, doi: 10.19053/01217488.v10.n2.2019.7678.
- [23] K. A. Martínez Bravo, “Dimensionamiento óptimo de bancos de batería para micro-redes conectadas al sistema de distribución de energía eléctrica, con participación en programas de respuesta de la demanda ”, Universidad Politécnica Salesiana, 2021.
- [24] S. R. PEREZ MORA, “Optimización Del Despacho Hidrotérmico En El Corto Plazo Basado En El Modelo Programación Lineal Entera Mixta,” UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA, 2019.
- [25] A. Ramos, “Optimización lineal entera mixta,” p. 65, 2009.
- [26] A. Ramos, “Investigación operativa y optimización”.
- [27] R. Sala Garrido, *GAMS. Instalación. Creación de ficheros y corrección de errores. Uso*

de las librerías.

- [28] S. E. Bastidas M, “DESPACHO ÓPTIMO DE CORTO PLAZO DEL SISTEMA HÍBRIDO DE LAS ISLAS SANTA CRUZ Y BALTRA CONSIDERANDO EL MANEJO DE LAS VARIABLES ESTOCÁSTICAS TRABAJO,” 2018.
- [29] D. Orbea, “Despacho económico en sistemas eléctricos de potencia considerando el comportamiento estocástico de centrales de generación de energías renovables no convencionales,” Universidad Politecnica Salesiana, 2021. [Online]. Available: <https://cutt.ly/bmGF5GT>

7. ANEXOS

La información de los anexos descritos a continuación se presenta en formato digital en el CD adjunto.

ANEXO I. Diagrama unifilar del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra ubicado en el Archipiélago de Galápagos (año 2020).

ANEXO II. Datos técnicos para el compromiso de unidades (Unit Commitment) y de costos de los Generadores Térmicos que son utilizados para la simulación de un día tipo del mes de abril y diciembre.

ANEXO III. Datos históricos de 3 años de velocidad del viento, radiación solar, temperatura y cálculo de factores para función Normal y Weibull para un día del mes de abril y diciembre.

ANEXO IV. GUI realizado en MATLAB – GAMS - EXCEL para el cálculo del Despacho Económico del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra Galápagos, archivos necesarios para la simulación, demanda y manual de usuario del programa.

ANEXO V. Resultados obtenidos de la simulación del Despacho Económico del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra Galápagos para un día tipo del mes de abril.

ANEXO VI. Resultados obtenidos de la simulación del Despacho Económico del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra Galápagos para un día tipo del mes de diciembre.

ANEXO VII. Datos técnicos del Sistema de Almacenamiento (BESS) para la simulación.