



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E S C I E N T I A H O M I N I S S A L U S "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

***Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.***

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **DESPACHO ÓPTIMO DE CORTO PLAZO DEL SISTEMA HÍBRIDO DE LAS ISLAS SANTA CRUZ Y BALTRA CONSIDERANDO EL MANEJO DE LAS VARIABLES ESTOCÁSTICAS**

#### **TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA ELÉCTRICA**

**SANDRA ELIZABETH BASTIDAS MOROCHO**

[sandra.bastidas@epn.edu.ec](mailto:sandra.bastidas@epn.edu.ec)

**DIRECTOR: DR.-ING. HUGO NEPTALÍ ARCOS MARTÍNEZ**

[hugo.arcos@epn.edu.ec](mailto:hugo.arcos@epn.edu.ec)

**Quito, Julio 2018**

## **AVAL**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Sandra Elizabeth Bastidas Morocho, bajo mi supervisión.

---

**DR.-ING. HUGO NEPTALÍ ARCOS MARTÍNEZ**  
**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo Sandra Elizabeth Bastidas Morocho, 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.

---

SANDRA ELIZABETH BASTIDAS MOROCHO

## DEDICATORIA

*Dedicado a mi familia, mi madre Mercedes, mi  
padre Mesías, mis hermanas Angélica, Adriana  
y a mis hermanos Henry, David.*

## AGRADECIMIENTO

*Al Dios por la salud y vida que me ha dado, por la gran familia y personas que ha puesto en mi camino.*

*Al mi familia por la confianza, los consejos y el amor que han sabido transmitirme día a día, que me han ayudado para seguir adelante con mentalidad positiva y teniendo presente que cada día tenemos una nueva oportunidad de ser mejores personas y no claudicar antes las adversidades*

*Al mi padre y abuelitos que se adelantaron y sé que me cuidan y guían desde el más allá.*

*Al Dr. Hugo Arcos por su calidad como persona, por su guía, paciencia y sus invaluable conocimientos que fueron de gran ayuda para el desarrollo del presente trabajo.*

*Al los profesores que ayudaron con mi formación académica, con los que tuve el gusto de encontrarme desde la escuela hasta la universidad.*

*Al los amigos y amigas por los momentos compartidos.*

## ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	II
DEDICATORIA .....	III
AGRADECIMIENTO .....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN.....	X
ABSTRACT.....	XI
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Objetivos.....	1
1.1.1.    Objetivo general .....	1
1.1.2.    Objetivos específicos.....	1
1.2. Alcance .....	2
1.3. Justificación .....	2
2. MARCO TEÓRICO .....	3
2.1. Tratamiento de variables estocásticas mediante técnicas de Simulaciones de Montecarlo .....	3
2.1.1.    Funciones de densidad de probabilidad aplicadas a procesos estocásticos.....	3
2.1.1.1.    Función de densidad de probabilidad y función de distribución acumulada de variables aleatorias continuas .....	4
2.1.1.1.1. Distribución Weibull.....	6
2.1.1.1.2. Distribución Normal o Gaussiana .....	7
2.1.1.1.3. Distribución Gamma .....	8
2.1.1.1.4. Distribución Exponencial .....	9
2.1.1.1.5. Distribución Uniforme .....	10
2.1.1.2.    Criterios de evaluación de funciones de probabilidad .....	11
2.1.2.    Método de Simulaciones de Montecarlo aplicado a la predicción de las variables estocásticas (velocidad del viento y radiación solar) .....	12

2.1.2.1.	Simulaciones de Montecarlo.....	12
2.1.2.2.	Método de la transformada inversa uniformemente distribuida .....	13
2.2.	Despacho Económico aplicado a sistemas híbridos.....	14
2.2.1.	Flujos de potencia.....	14
2.2.2.	Flujo Óptimo de Potencia.....	14
2.2.2.1.	Representación general del Flujo Óptimo de Potencia .....	15
2.2.2.2.	Restricciones del modelo de optimización .....	18
2.2.2.2.1.	Límites de potencia activa y reactiva de los generadores .....	18
2.2.2.2.2.	Límites de voltaje en las barras .....	18
2.2.2.2.3.	Límites del flujo de Potencia Activa a lo largo de la línea .....	19
2.2.2.2.4.	Balance de potencia activa neta .....	19
2.2.3.	Métodos para la solución del OPF .....	19
2.2.3.1.	Método del Punto Interior .....	20
2.2.3.1.1.	Problema transformado y obtención de condiciones óptimas .....	20
2.2.3.1.2.	Método de las direcciones de Newton para resolver KKT .....	22
2.2.3.1.3.	Actualización de las variables primales y duales .....	25
2.2.3.1.4.	Cálculo de longitudes de paso primal y dual.....	25
2.2.3.1.5.	Convergencia del algoritmo .....	26
2.2.3.1.6.	Punto inicial .....	26
2.2.3.1.7.	Resumen de los pasos del método del punto interior .....	28
3.	METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL .....	29
3.1.	Introducción del entorno DPL de DlgSILENT PowerFactory .....	29
3.1.1.	Tipos de variables que maneja el entorno DPL.....	30
3.1.2.	Principales funciones del entorno DPL .....	30
3.1.3.	Creación y acceso a un archivo DPL .....	31
3.2.	Breve descripción del software Excel .....	34
3.3.	Diagrama de flujo .....	35
3.3.1.	Tratamiento de las variables aleatorias.....	38
3.3.1.1.	Agrupación de datos por temporadas .....	38



3.3.1.2.	Función de probabilidad para el tratamiento de valores históricos de velocidad del viento y radiación solar .....	40
3.3.1.2.1.	Tabla de frecuencias de variables continuas para la cdf real ..	40
3.3.1.2.2.	Ejemplo de cálculo para elegir la probabilidad más adecuada	41
3.3.2.	Generación de escenarios con MSM .....	43
3.3.2.1.	Generación de escenarios de operación en el DPL de DIgSILENT Power Factory con el comando fRAND.....	44
3.3.2.2.	Función de Distribución Acumulada Inversa de Weibull .....	45
3.3.2.3.	Función de Distribución Acumulada Inversa Normal .....	46
3.3.3.	Cálculo de la potencia eólica y solar fotovoltaica .....	48
3.3.3.1.	Cálculo de la potencia de aerogeneradores .....	48
3.3.3.2.	Cálculo de la potencia de paneles solares fotovoltaicos .....	50
3.3.4.	Planteamiento del problema del Despacho Económico en un sistema híbrido .....	52
3.3.5.	Resumen del Desarrollo del Algoritmo .....	57
3.4.	Procedimiento para el Análisis Probabilístico de las Simulaciones.....	58
3.4.1.	Diagrama de Flujo .....	58
3.4.2.	Resumen del diagrama de flujo .....	62
4.	APLICACIÓN DEL ALGORÍTMO EN UN SISTEMA REAL Y ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	64
4.1.	Descripción del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra [31] ....	64
4.1.1.	Generación .....	64
4.1.1.1.	Generación térmica .....	64
4.1.1.2.	Generación eólica .....	66
4.1.1.3.	Parque solar fotovoltaico y almacenamiento en banco de baterías Baltra .....	67
4.1.1.4.	Parque solar fotovoltaico Puerto Ayora.....	69
4.1.2.	Cuarto de acople .....	71
4.1.3.	Línea de interconexión (Baltra-Santa Cruz) .....	71
4.1.4.	Cargas .....	72
4.1.5.	Costos de los Generadores Térmicos.....	76
4.1.6.	Datos históricos .....	77

4.2.	Presentación y análisis de resultados .....	79
4.2.1.	Resultados del tratamiento de las variables estocásticas .....	79
4.2.1.1.	Resultado de los factores horarios de la pdf de Weibull para la velocidad del viento .....	79
4.2.1.2.	Resultado de los factores horarios de la pdf Weibull y Normal para la radiación solar .....	81
4.2.1.2.1.	Resultados del análisis del RMSE para la velocidad del viento .....	84
4.2.1.2.2.	Resultados del análisis del RMSE para la radiación solar .....	87
4.2.2.	Resultados del Despacho Económico para el mes de Abril .....	90
4.2.3.	Resultados del Despacho Económico para el mes de Diciembre . .....	97
4.3.	Análisis Probabilístico de las Simulaciones .....	103
4.3.1.	Histogramas de velocidad del viento y Potencia Eólica .....	103
4.3.2.	Histogramas de radiación solar y Potencia Solar Fotovoltaica	107
4.3.3.	Valores de Potencia esperados obtenidos de la Generación Térmica .....	112
4.3.4.	Análisis de Cargabilidad en Transformadores y Línea de Interconexión Baltra - Santa Cruz .....	113
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	115
5.1.	Conclusiones .....	115
5.2.	Recomendaciones .....	117
6.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	118
7.	ANEXOS .....	122
	ANEXO I. ....	122
	ANEXO II. ....	122
	ANEXO III. ....	122
	ANEXO IV.....	122
	ANEXO V.....	122
	ANEXO VI.....	122

ANEXO VII.....	122
ANEXO VIII.....	122
ORDEN DE EMPASTADO.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

## RESUMEN

Las fuentes de generación eléctrica renovable (eólica y solar) presentan un comportamiento variable, que está ligado en gran parte a las condiciones ambientales, haciendo que sea complicado el determinar la potencia que pueden entregar este tipo de fuentes hacia el futuro. Pero a pesar de las dificultades, el determinar un pronóstico (producción estimada) de estas fuentes es de gran importancia, ya que es posible optimizar la asignación de los recursos de sistemas eléctricos que utilicen también este tipo de generación renovable, en el problema del Despacho Económico.

En el presente trabajo se desarrolla un modelo para la realización del Despacho Económico a corto plazo (24 horas de un día típico) del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra (generación térmica, eólica y solar fotovoltaica), con un tratamiento previo del recurso eólico y solar (variables estocásticas), mediante las técnicas de Simulaciones de Montecarlo, para determinar un pronóstico de potencia de las fuentes renovables del sistema híbrido.

En el tratamiento de las variables estocásticas, se desarrolla un modelo de predicción de potencia a corto plazo, para lo cual, se cuenta con una base de datos históricos de 3 años, los cuales se someten a un análisis estadístico entre las distribuciones de probabilidad Normal y Weibull, con el fin de determinar, cuál de ellas se ajusta más a los datos históricos y para obtener el recurso renovable comportándose de alguna manera de forma determinística, se generan números pseudo-aleatorios uniformemente distribuidos entre  $[0-1]$ , aplicados a las funciones de distribución inversa Normal y Weibull.

Las fuentes renovables entregarán toda la potencia pronosticada al sistema, pero como éstas no son suficientes para abastecer a la carga, esta potencia faltante se la complementa con generación térmica. Para realizar el Despacho Económico de la generación térmica, se utilizan los flujos óptimos de potencia, con el principal objetivo de minimizar los costos operativos de generación, utilizando el método del punto interior.

**PALABRAS CLAVE:** Despacho Económico, modelo estocástico, Montecarlo, funciones de distribución inversas, flujos óptimos de potencia, punto interior.

## ABSTRACT

The source of renewable electricity generation (wind and solar) presents a variable behavior, which is largely linked to environmental conditions, making it difficult to determine the power that these types of sources can deliver to the future. But despite the difficulties, determining a forecast of these sources is of great importance, since it is possible to optimize the allocation of the resources of electrical systems that also use this type of renewable generation, in the problem of the Economic Dispatch.

In the present work, a model is developed for the realization of the Economic Dispatch in the short term (24 hours of a typical day) of the Baltra and Santa Cruz Island Hybrid System (thermal, wind and solar photovoltaic generation), with a previous treatment of the wind and solar resource (stochastic variable), using the Montecarlo Simulation techniques, to determine a power forecast of the renewable sources of the hybrid system.

In the treatment of stochastic variables, a short term power prediction model is developed, for which, there are available three years historical data base, which are subjected to a statistical analysis between the probability distributions Normal and Weibull, in order to determine which of them best fits the historical data and to obtain the renewable resource behaving in some way deterministically, pseudo-random numbers are generated uniformly distributed among  $[0-1]$ , applied to the Normal and Weibull inverse distribution functions.

The renewable sources will deliver all the forecasted power to the system, but since these aren't enough to supply the load, this missing power is complemented by thermal generation. To perform Economic Dispatch of the thermal generation, the optimal power flows are used, with the principal objective of minimizing the generation operating costs, using the interior point method.

**KEYWORDS:** Economic Dispatch, stochastic model, Montecarlo, inverse distribution function, optimal power flow, interior point.

# **1. INTRODUCCIÓN**

Las energías renovables no convencionales han aumentado su popularidad en estos últimos años y esto, en gran parte, se debe a que gracias a estas fuentes se puede reducir significativamente las emisiones de dióxido de carbono que producen los sistemas de generación que utilizan combustibles fósiles (generación térmica) y también a que son capaces de proporcionar energía a zonas de difícil acceso, reduciendo costos de operación.

Con el fin de que los sistemas de generación no convencionales renovables, como la generación eólica y solar fotovoltaica, operen de manera confiable, se deben implementar modelos de predicción de corto plazo, los cuales consideren la aleatoriedad de las variables estocásticas que afectan a la generación de potencia de las turbinas eólicas y paneles solares fotovoltaicos. En el presente trabajo se propone el uso de técnicas de Simulaciones de Montecarlo, conjuntamente con funciones de distribución de probabilidad para la generación de escenarios de cada temporada analizada del recurso eólico y solar (velocidad del viento y radiación solar).

Para poder minimizar los costos de operación de los generadores térmicos y optimizar el uso de los recursos renovables en el corto plazo, se plantea la realización de flujos óptimos de potencia del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra ubicado en Galápagos, en donde intervendrán los escenarios de potencia eólica y fotovoltaica obtenidos previamente con las Simulaciones de Montecarlo.

## **1.1. Objetivos**

### **1.1.1. Objetivo general**

- Realizar el despacho óptimo del sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra considerando el manejo de las variables estocásticas velocidad del viento y radiación solar mediante el método de Montecarlo.

### **1.1.2. Objetivos específicos**

- Generar conocimiento de la realización del despacho económico en sistemas híbridos.

- Programar un algoritmo para el tratamiento de las variables estocásticas velocidad del viento y radiación solar en el problema de despacho de corto plazo.
- Implementar una herramienta de software para la realización del despacho económico mediante flujos óptimos de potencia del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra.

## **1.2. Alcance**

El presente trabajo de titulación comprende el tratamiento de las variables estocásticas velocidad del viento y radiación solar mediante el método de Montecarlo. Para el escenario (24 horas de un día típico) que se genere por cada temporada analizada se realizarán flujos óptimos de potencia para la determinación del despacho económico del sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra. Previo a esto, se realizará un análisis estadístico de las variables aleatorias de cuyo tratamiento se obtendrá la predicción de potencia de las fuentes de generación renovables no convencionales del sistema.

El software que se utilizará será DigSILENT Power Factory, el cual es un paquete muy completo para el análisis de sistemas eléctricos, en donde mediante el módulo DPL (DigSilent Programming Language) se creará el código necesario.

## **1.3. Justificación**

Al no tener certeza del comportamiento de las variables aleatorias velocidad del viento y radiación solar, se hace imprescindible contar con una herramienta capaz de dar un pronóstico horario del nivel de generación de las centrales fotovoltaicas y parques eólicos, este pronóstico ayuda a determinar la cantidad de generación térmica necesaria y las reservas que requiere el sistema para abastecer la demanda.

Mediante este estudio técnico se puede facilitar y optimizar la programación a corto plazo en el contexto del mantenimiento de un adecuado nivel de calidad del suministro eléctrico a la población de las Islas Santa Cruz y Baltra. Una adecuada optimización de los recursos disponibles permite minimizar el uso de combustibles fósiles disminuyendo así no solo los costos operativos sino también las emisiones de CO<sub>2</sub> y otros gases de efecto invernadero que causan un impacto negativo en el hábitat del Parque Nacional Galápagos

## 2. MARCO TEÓRICO

En esta sección se analiza la técnica de Simulaciones de Montecarlo con el fin de determinar el comportamiento de procesos estocásticos como lo son la velocidad del viento y radiación solar, las cuales son variables muy importantes dentro de la obtención de potencia de sistemas de generación eólicos y solares fotovoltaicos respectivamente. Además se describe la teoría necesaria para la realización del Despacho Económico en sistemas de generación eléctricos mediante el método del Punto Interior.

### 2.1. Tratamiento de variables estocásticas mediante técnicas de Simulaciones de Montecarlo

- Variable estocástica

Se denomina así a aquella cantidad o valor usualmente numérico que es determinado mediante un experimento aleatorio en un cierto instante de tiempo.

- Proceso estocástico

Un proceso estocástico es una colección de realizaciones de una variable aleatoria, es decir que para cada tiempo  $t$  le corresponde un valor aleatorio (variable estocástica) distinto, representado por  $x_t$  [1].

Ejemplos:

$x_t$ : Número de nacimientos en un día  $t$  del mes.

$x_t$ : Número de autos azules vendidos en el  $t$  mes ( $t = 1, 2, 3, 4, \dots, 30$ ).

$x_t$ : Lanzamiento de una moneda  $n$  veces ( $t = 1, 2, \dots, 10$ ).

#### 2.1.1. Funciones de densidad de probabilidad aplicadas a procesos estocásticos

En los procesos estocásticos las funciones de densidad de probabilidad (pdf) son usadas para modelar el comportamiento de las variables involucradas, en el transcurso del tiempo  $t > 0$ . Una pdf se expresa en términos de una variable aleatoria  $x$  que describe el proceso aleatorio  $x_i = x(t)$  [1]. Cada proceso aleatorio tiene características diferentes y esas diferencias son las que permiten elegir entre una u otra distribución de probabilidad, logrando así una representación del fenómeno más acorde a la realidad. Para analizar las



diferentes pdf se debe primero definir el tipo de variables aleatorias ya que pueden ser discretas o continuas.

- Variables Aleatorias Discretas

La variable aleatoria  $x$  es discreta si toma valores enteros, es decir no pueden tener valores intermedios o decimales.

Ejemplos:

- El lanzar un dado o una moneda.
- Numero de hermanas de una persona seleccionada aleatoriamente.
- Número de productos defectuosos producidos cada 3 horas de cierta empresa.

- Variables Aleatorias Continuas

La variable aleatoria  $x$  es continua si la función  $F(x)$  es continua es decir cambia continuamente en función del tiempo, a diferencia de las variables discretas, éstas sí pueden tener valores decimales.

Ejemplos:

- Tiempo de espera de una persona en el banco antes de ser atendida.
- Energía consumida en un mes.
- El peso, altura de mujeres entre 20 y 30 años de edad.

#### **2.1.1.1. Función de densidad de probabilidad y función de distribución acumulada de variables aleatorias continuas**

Las variables aleatorias continuas tienen un número infinito de posibles valores, la pdf de la variable aleatoria  $x$  es  $f(x) = \frac{dF(x)}{dx}$  para cualquier  $x$  entre  $(-\infty, +\infty)$  [1].

La función de distribución acumulada matemáticamente se la representa como se muestra en la Ecuación 2.1 [1].

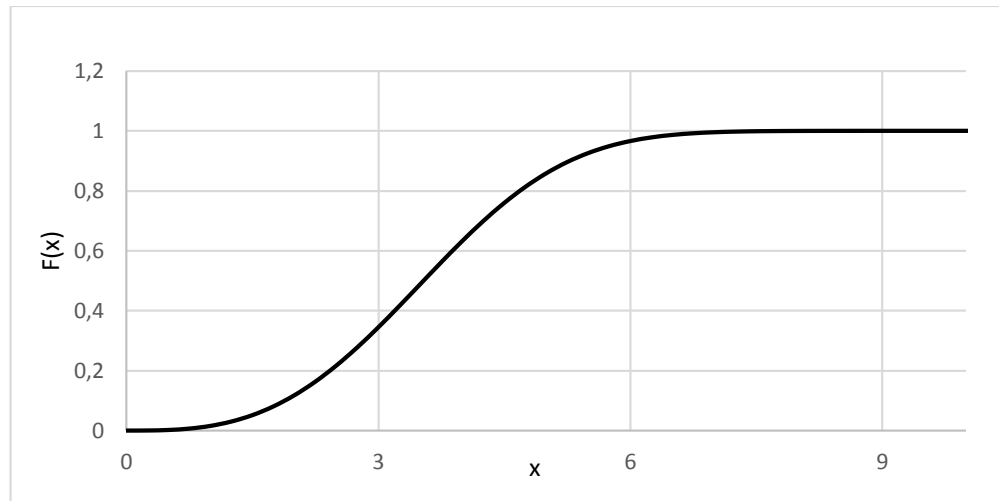
$$P(a \leq x \leq b) = F(b) - F(a)$$

$$F(x) = \int_a^b f(x) dx$$

$$\int_{-\infty}^{+\infty} f(x) dx = 1$$

**Ecuación 2.1.** Función de distribución acumulada (cdf)

La cdf o la pdf constituyen el modelo matemático del proceso estocástico considerado para el estudio, la cdf registra un comportamiento como el que se observa en la Figura 2.1 [1].



**Figura 2.1.** Función de distribución acumulada

En la Tabla 2.1 se presenta un resumen de los parámetros que utilizan los modelos de distribución de probabilidades basado en [1].

**Tabla 2.1.** Parámetros de las distribuciones de probabilidad. Elaboración propia basada en [1]

TIPO DE PARÁMETRO	DEFINICIÓN
<b>Localización</b>	Se refiere desde donde va a iniciar el eje horizontal.
<b>Escala</b>	Expande o comprime la distribución pero no cambia la forma de la distribución.
<b>Forma</b>	Determina la forma de la distribución, este parámetro sí cambia drásticamente la forma dependiendo el valor que se le dé.
<b>Desplazamiento</b>	Sirve para trasladar la distribución cuando ésta no inicia en cero.

A continuación se explican algunos de los diferentes tipos de distribuciones de probabilidad más utilizados.

#### 2.1.1.1.1. Distribución Weibull

Este tipo de distribución es adecuada para representar procesos estocásticos en los que se involucra variables que cambian en función del tiempo. La pdf de la distribución de Weibull está dada por la Ecuación 2.2 y la cdf está dada por la Ecuación 2.3, donde los parámetros que definen a esta distribución son:  $k$  y  $c$ , *Weibull*( $k, c$ ) Ecuación 2.4 y Ecuación 2.5 [1].

$$f(x) = \begin{cases} \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{x}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{c}\right)^k}, & \text{si } x \geq 0; c, k > 0 \\ 0 & \text{otro caso} \end{cases}$$

**Ecuación 2.2.** Función de densidad de probabilidad Weibull

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

**Ecuación 2.3.** Función de distribución acumulada Weibull

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

**Ecuación 2.4.** Factor de forma

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

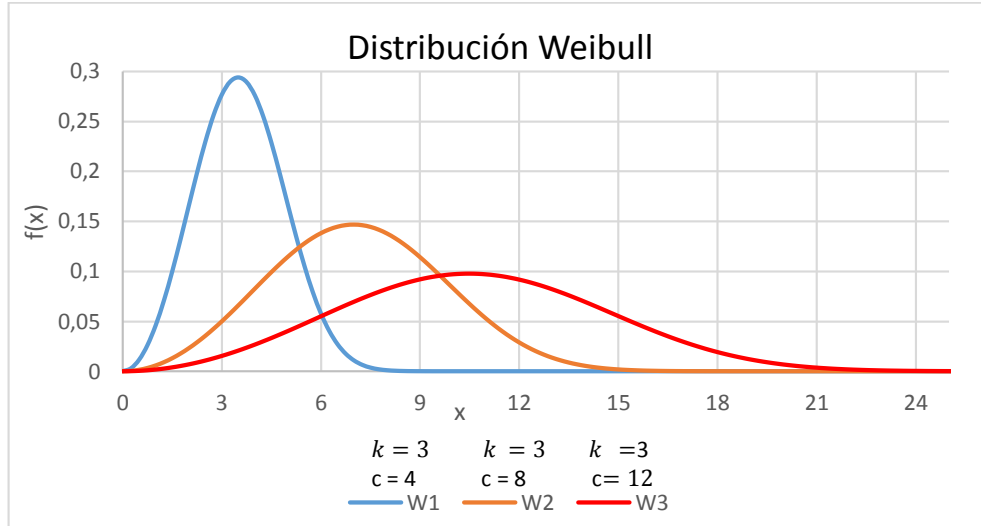
**Ecuación 2.5.** Factor de escala

Siendo:

$x$ : Variable aleatoria

$\Gamma$ : Función gamma

A continuación se presenta en la Figura 2.2 la pdf de Weibull, con un valor del factor de forma constante y factor de escala diferente.



**Figura 2.2.** Función de densidad de probabilidad Weibull

La distribución de Weibull tiene una propiedad muy importante que es, la de no tener una forma característica específica [1].

#### 2.1.1.1.2. Distribución Normal o Gaussiana

Para la distribución Normal la pdf está dada por la Ecuación 2.6 y su cdf no tiene forma analítica, para ello se debe utilizar una herramienta computacional y encontrar la integral de la pdf [1] [2]. Los parámetros más importantes que definen a esta distribución son:  $m$  y  $\sigma^2$ ,  $N(m, \sigma^2)$  Ecuación 2.7 y Ecuación 2.8 [2].

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

**Ecuación 2.6.** Función de densidad de probabilidad Normal

$$m = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$$

**Ecuación 2.7.** Valor medio

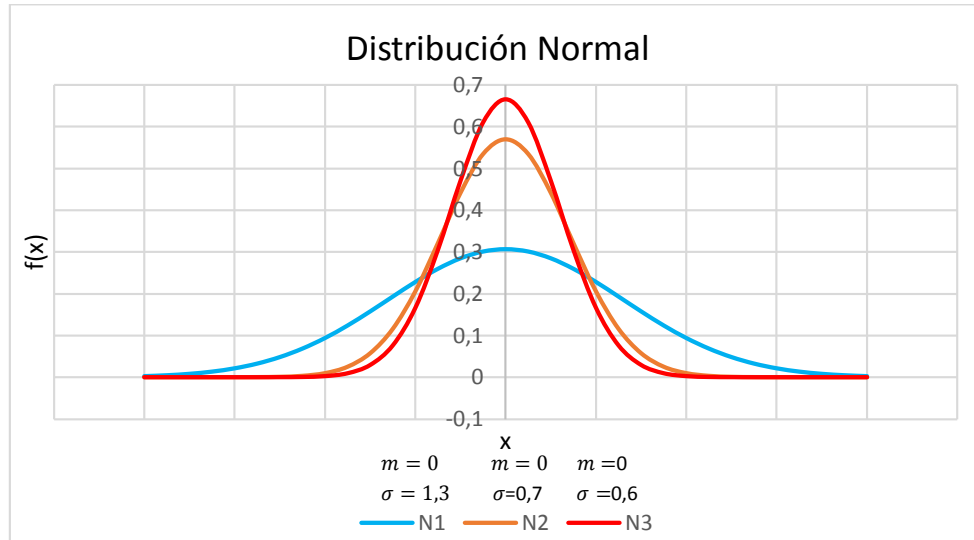
$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (m - x_i)^2}{n - 1}}$$

**Ecuación 2.8.** Desviación estándar

Siendo:

$n$ : Número de datos

En la Figura 2.3 se presenta gráficamente la distribución Normal, con valores constantes e iguales a cero para el valor medio y valores variables para la desviación estándar, claramente se aprecia como la amplitud varía cuando se utilizan valores de desviación estándar diferentes.



**Figura 2.3.** Función de densidad de probabilidad Normal

Las características más relevantes y de interés de la distribución Normal son las siguientes [2]:

- Distribución que tiene forma de campana
- Es simétrica
- Puede tomar valores entre  $(-\infty, +\infty)$

#### 2.1.1.1.3. Distribución Gamma

La distribución Gamma es adecuada para representar el comportamiento de procesos estocásticos en los cuales se involucra el tiempo. Para la distribución Gamma la pdf está dada por la Ecuación 2.9 y la cdf está dada por la Ecuación 2.10 [1]. Los parámetros más importantes que definen a esta distribución son:  $k$  y  $c$ ,  $Gamma(k, c)$ .

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

**Ecuación 2.9.** Función de densidad de probabilidad Gamma

$$F(x) = \left\{ \begin{array}{l} \text{Si } \alpha \text{ no es entero, no tiene forma analítica} \\ 1 - e^{-\frac{x}{c}} 1 - e^{-\frac{x}{c}} \cdot \sum_{j=0}^{k-1} \frac{\left(\frac{x}{c}\right)^j}{j!}, \quad x > 0 \\ 1 - e^{-\frac{x}{c}} - \frac{x}{c} e^{-\frac{x}{c}}, \quad \text{con } k = 2 \end{array} \right\}$$

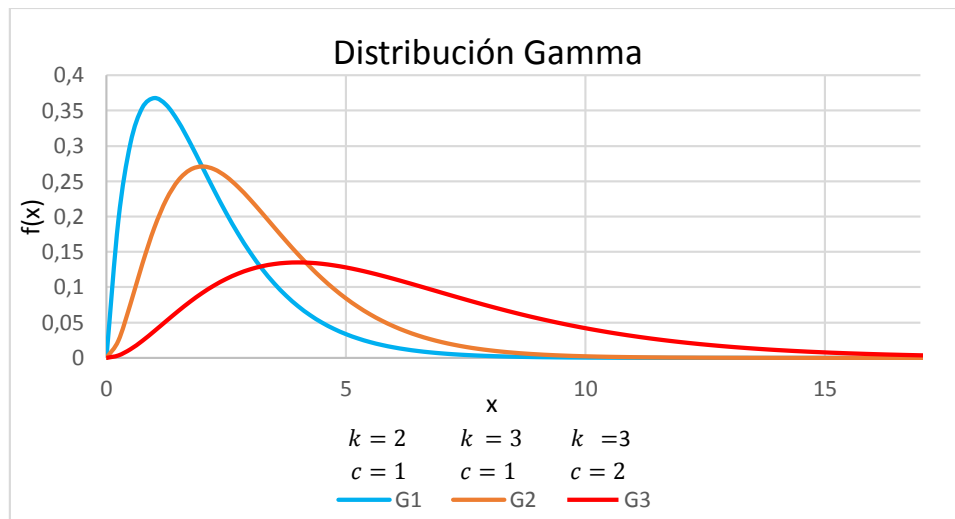
**Ecuación 2.10.** Función de distribución acumulada Gamma

Siendo:

$k$ : Factor de forma

$c$ : Factor de escala

En la Figura 2.4 se representa gráficamente la pdf de la distribución Gamma, en el que se varían tanto los parámetros de forma como de escala.



**Figura 2.4.** Función de densidad de probabilidad Gamma

#### 2.1.1.1.4. Distribución Exponencial

Esta distribución se suele emplear para determinar la probabilidad de que en un cierto instante de tiempo ocurra un evento. Para la distribución exponencial la pdf está dada por la Ecuación 2.11 y la cdf está dada por la Ecuación 2.12 [1]. El parámetro más importante que define a esta distribución es  $\lambda$ ,  $Exp(\lambda)$ ;  $\lambda = \frac{1}{\beta}$  siendo  $\beta$  el factor de escala.

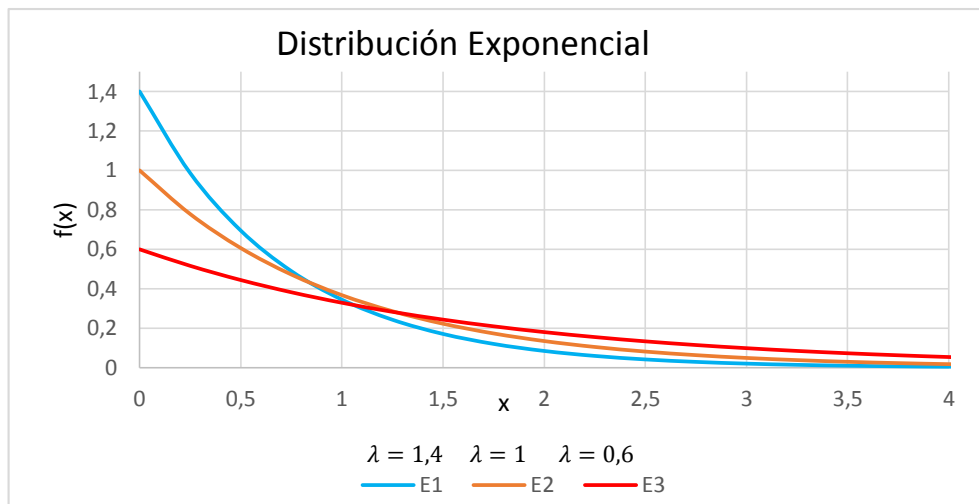
$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x}, \quad \text{si } x > 0; \lambda > 0$$

**Ecuación 2.11.** Función de densidad de probabilidad Exponencial

$$F(x) = 1 - e^{-\lambda x}$$

**Ecuación 2.12.** Función de distribución acumulada Exponencial

En la Figura 2.5 se representa gráficamente la pdf de la distribución Exponencial, en el que observa cómo es su comportamiento al variar el parámetro de escala.



**Figura 2.5.** Función de densidad de probabilidad Exponencial

#### 2.1.1.1.5. Distribución Uniforme

Este tipo de distribución se suele emplear para la generación números aleatorios uniformemente distribuidos. La pdf de la distribución Uniforme está representada mediante la Ecuación 2.13 y la cdf con la Ecuación 2.14 [1]. El parámetro más importante que define a esta distribución es el rango:  $a, b$ ;  $U(a, b)$ .

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

**Ecuación 2.13.** Función de densidad de probabilidad Uniforme

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

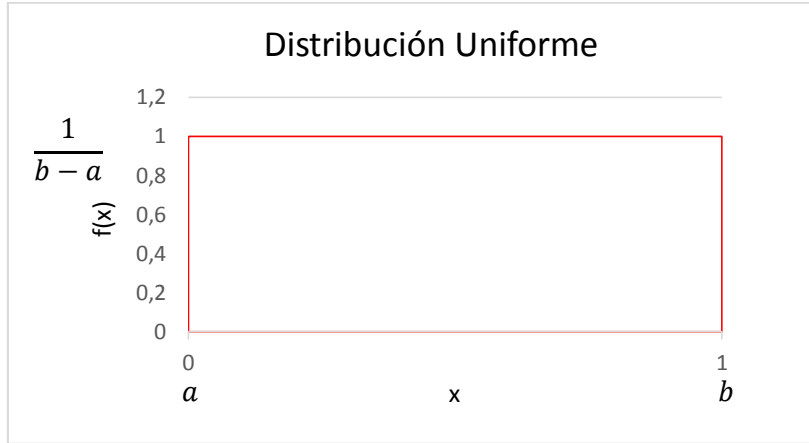
**Ecuación 2.14.** Función de distribución acumulada Uniforme

Siendo:

$a$ : *Parámetro de localización*

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

En la Figura 2.6 se representa gráficamente la pdf de la distribución Uniforme, entre  $(a, b)$ .



**Figura 2.6.** Función de densidad de probabilidad Uniforme

### 2.1.1.2. Criterios de evaluación de funciones de probabilidad

Para escoger entre una u otra función de probabilidad se deben evaluar criterios, que están basados en técnicas estadísticas.

Para comparar las diferentes funciones de densidad de probabilidad y ver cuál de ellas es la más adecuada para los datos reales o de observación, se utilizan los dos criterios de cálculo que se presentan a continuación. Los errores se calculan comparando los valores de los datos observados (histogramas) con los valores integrados de la pdf en el intervalo considerado en el estudio [3].

- Error Medio Absoluto (MAE)

$$MAE = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n |f_i - y_i|$$

**Ecuación 2.15.** Error medio absoluto

Siendo:

$n$ : Número de datos

$f_i$ : Función obtenida de la pdf

$y_i$ : Función de las variables reales (histograma)

- Raíz del Error Cuadrático Medio (RMSE)

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

**Ecuación 2.16.** Raíz del error cuadrático medio



Siendo:

$y_i$ : Función de las variables reales (histograma)

$y_{ic}$ : cdf

### **2.1.2. Método de Simulaciones de Montecarlo aplicado a la predicción de las variables estocásticas (velocidad del viento y radiación solar)**

El método de simulaciones de Montecarlo sirve para obtener soluciones que se aproximan a valores reales de potencia eólica y potencia solar fotovoltaica, determinando en sí la disponibilidad del recurso (velocidad del viento y radiación solar).

Las técnicas basadas en el Método de Simulaciones de Montecarlo (MSM) se han utilizado en la evaluación de sistemas de generación que contienen energía eólica y solar fotovoltaica, proporcionando resultados más precisos en comparación por ejemplo con los métodos analíticos [4].

#### **2.1.2.1. Simulaciones de Montecarlo**

Técnicamente hablando un Montecarlo es un proceso estocástico numérico, es decir, una secuencia de estados cuya evolución viene determinada por sucesos aleatorios. Las Simulaciones de Montecarlo se basan en la generación de números aleatorios o pseudo-aleatorios, para estos últimos se deben tener datos de entrada, donde esos datos serán los que definen a las funciones de probabilidad como: media, desviación estándar, factor de forma, factor de escala etc.

El proceso de simulación está destinado a examinar y predecir los patrones de comportamiento de variables aleatorias, proporcionando soluciones con valores muy aproximados a la realidad [5].

- Números Aleatorios

Los números aleatorios son independientes entre sí y la probabilidad de que se elija entre uno y otro es la misma.

- Números Pseudo-aleatorios

Los números pseudo-aleatorios se generan a partir de las pdf como: Normal, Weibull, Uniforme, Beta entre otras que fueron analizadas en la sección 2.1.1.

Los números aleatorios son creados por una computadora digital usando algoritmos determinísticos conocidos como generadores de números aleatorios pero en realidad deberían llamarse números pseudo-aleatorios [5].

El método de Montecarlo se emplea, debido a su característica de aproximar fenómenos estocásticos a valores determinísticos mediante el uso de variables aleatorias, para poder obtener esto es necesario el uso de un número suficiente de datos e iteraciones que permitan llegar a valores prácticamente determinísticos y modelar el fenómeno [6].

El número de simulaciones adecuado debe dar como resultado la convergencia del fenómeno analizado, es decir que el resultado del fenómeno luego de realizar  $n$  número de simulaciones se comporta de cierta forma de manera determinística.

#### **2.1.2.2. Método de la transformada inversa uniformemente distribuida**

Los valores generados por el MSM que utilizan números pseudo-aleatorios tienen las mismas características de acuerdo a la distribución de probabilidad escogida.

Un número aleatorio (uniforme) es una variable que tiene valores uniformemente distribuidos entre  $\{\mu = [0, 1]\}$ , es decir, la variable puede tomar cualquier valor entre cero y la unidad 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 la Ecuación 2.18 [6].

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

**Ecuación 2.17.** Modelación general de la función de probabilidad

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

**Ecuación 2.18.** Modelación general de la función de distribución inversa

Siendo:

$P$ : Función de probabilidad.

$F^{-1}$ : Función inversa de la cdf.

$\inf$ : Mínimo de la función o función infima.

Para hacer frente a las incertidumbres presentes que impiden determinar la potencia directamente de sistemas eólicos y solares fotovoltaicos, se requiere la generación de escenarios mediante MSM asociada con la transformada inversa de la cdf, logrando así la

determinación del pronóstico de las variables estocásticas velocidad del viento y radiación solar, variables indispensables para la determinación de pronósticos de potencia de los sistemas eólicos y solares fotovoltaicos que se encuentren instalados o a su vez de los que se requiera estudios de disponibilidad del recurso para su posterior dimensionamiento [7].

## **2.2. Despacho Económico aplicado a sistemas híbridos**

Antes el problema del despacho económico estaba más enfocado en la solución de sistemas eléctricos convencionales, constituidos por centrales de generación hidroeléctrica y termoeléctrica. En estos últimos tiempos, con el desarrollo y auge de las energías renovables no convencionales, se ha hecho indispensable la creación e implementación de modelos que incorporen en el problema del despacho económico tanto a la generación convencional como a la generación no convencional en los conocidos como sistemas híbridos.

Es difícil pronosticar los recursos disponibles de las fuentes de energía renovable y en consecuencia, es difícil realizar el despacho económico de estas fuentes de energía debido a las incertidumbres de las variables involucradas [8]. El despacho económico en sistemas híbridos tiene como principal objetivo minimizar los costos de operación, reduciendo las emisiones al medio ambiente y las pérdidas en el sistema eléctrico.

La solución del problema del despacho económico, indica la potencia que aportará cada unidad generadora para que en conjunto todo el parque generador satisfaga la carga del sistema, cumpliendo con las exigencias impuestas por las normas técnicas de seguridad y calidad de suministro [9].

### **2.2.1. Flujos de potencia**

Los estudios de flujos de potencia son de gran importancia en la planeación y en el diseño de la expansión futura de los sistemas eléctricos, así como en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada nodo, las potencias activas y reactivas que fluyen en cada elemento del sistema, así como las pérdidas por elemento o las pérdidas totales [10].

### **2.2.2. Flujo Óptimo de Potencia**

El estudio que permite la formulación del flujo de potencia, optimizándolo en algún sentido y cumpliendo al mismo tiempo un conjunto de restricciones, recibe el nombre de Flujo Óptimo de Potencia (OPF). En la formulación del flujo óptimo se requiere el planteamiento

de una función objetivo a optimizar (maximizar o minimizar), a través de una técnica de optimización considerando restricciones operativas [11].

### 2.2.2.1. Representación general del Flujo Óptimo de Potencia

La forma general del OPF se presenta a continuación [12].

$$\min F(x)$$

**Ecuación 2.19.** Función objetivo del OPF

Sujeto a:

$$g(x) = 0$$

**Ecuación 2.20.** Conjunto de ecuaciones de balance del flujo de potencia

$$h(x) \leq 0$$

**Ecuación 2.21.** Conjunto de restricciones de límites de variables y funciones

Siendo:

$x$  : Representa las variables de estado y decisión.

Variables de estado como:

- magnitud de voltaje en las barras
- ángulo de voltaje en las barras

Variables de control como:

- Generación de potencia activa y reactiva
- Posición del Tap de un Transformador

Variables de demanda como:

- Potencia activa y reactiva en los nodos de carga

Algunos de los modelos de las funciones objetivo más utilizadas para cálculos de flujos óptimos según [13] son:

- Minimización de costos por generación de potencia activa
- Minimización de pérdidas de potencia activa
- Minimización de potencia no servida

A continuación se analiza con más detalle la minimización de costos por generación de potencia activa.

- Minimización de costos por generación de potencia activa

La minimización de costos se refiere a la reducción de costos de producción de la energía, como respuesta se obtiene la solución más adecuada para el problema real e información esencial desde el punto de vista económico.

Las unidades de generación térmica tienen asociada una función de costo cuya sumatoria se muestra en la Ecuación 2.22 [11].

$$FO = \text{Min}[Co_1 \cdot (PG_1) + Co_2 \cdot (PG_2) + \dots + Co_n \cdot (PG_n)] = \text{Min} \left[ \sum_{i=1}^n Co_i \cdot (PG_i) \right]$$

**Ecuación 2.22.** Función objetivo de minimización de costos

Siendo:

$Co_i$ : Función de costos de los generadores.

$PG_i$ : Potencia de los generadores.

$n$ : Número de generadores.

- Costo de las unidades de generación térmica

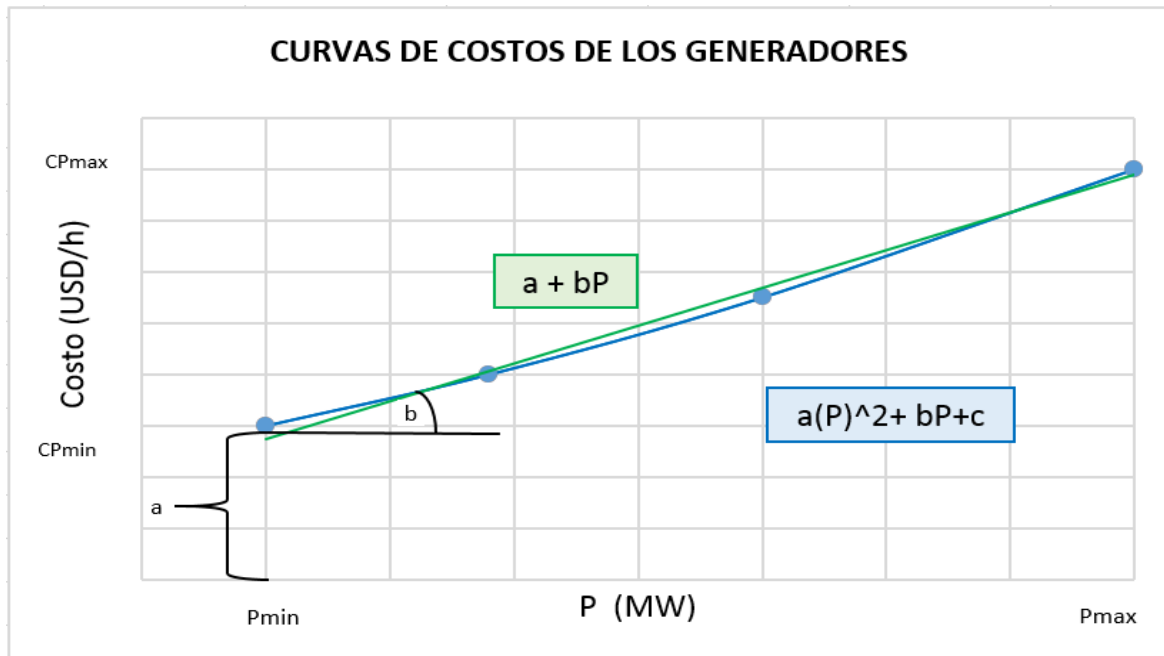
Para las unidades de generación térmica, los costos son modelados generalmente con una función cuadrática [14]:

$$Co_i(PG_i) = a_i \cdot Pg_i^2 + b_i \cdot Pg_i + c_i$$

**Ecuación 2.23.** Función cuadrática de costos

Donde los  $a_i$ ,  $b_i$  y  $c_i$  son los coeficientes de costos los cuales son determinados a partir de las curvas de entrada y salida de los generadores y también dependen del tipo particular de combustible utilizado.

Los generadores térmicos siguen una función de costos cuadrática que puede ser aproximada a una función lineal que incorpora también los costos incrementales de acuerdo a la producción de energía eléctrica de conformidad con [11] y [15]. En la Figura 2.7 se presenta la curva de costos cuadrática y su aproximación lineal.



**Figura 2.7.** Curva lineal y cuadrática de costos de generadores térmicos

- Costos de unidades de generación renovables no convencionales

La función de costos de unidades renovables no convencionales, puede no existir ya que la unidad no requiere combustible, a menos de que el dueño desee asignar algún costo de reembolso al desembolso inicial o a su vez un costo de mantenimiento y renovación, y sería una función de costos lineal como la que se presenta a continuación en la Ecuación 2.24 [14].

$$CGRNC = d_i \cdot (PGe_i)$$

**Ecuación 2.24.** Costos de la generación renovable no convencional

Siendo:

$d_i$ : Costo directo de la generación renovable no convencional

$PGe_i$ : Potencia de salida de la generación renovable no convencional

En general los costos de generación que incluyen fuentes renovables pueden cambiar dependiendo de las consideraciones que realice el dueño o a su vez de las políticas que existan en los diferentes lugares que promuevan este tipo de generación.

### 2.2.2.2. Restricciones del modelo de optimización

La función objetivo debe estar sujeta a restricciones para que la solución encontrada luego de aplicar el OPF sea la óptima, estas restricciones pueden ser de igualdad o desigualdad que pueden ser incluidas en el OPF de acuerdo con [13].

- Límites del cambiador de fase de un transformador.
- Límites de las variables de control de los Sistemas de Transmisión.
- Sistemas de Transmisión Flexibles de Corriente Alterna (FACTS).
- Requerimientos de reserva rodante.
- Límites de emisión de contaminantes al medio.
- Límites de Potencia activa y reactiva.
- Límites de voltaje en las barras.
- Límites de flujo de transporte de líneas
- Balance de potencia activa neta.

Alguna de las restricciones que se describen a continuación son las más utilizadas de acuerdo con [16] y [17].

#### 2.2.2.2.1. Límites de potencia activa y reactiva de los generadores

Estos límites se refieren a las zonas donde es segura la operación del generador sistema, entonces la potencia activa y reactiva que dé como resultado de la optimización estarán dentro de límites establecidos por el fabricante de los generadores o por el operador del sistema, como se muestran en las siguientes expresiones:

$$P_i^{min} \leq P_{G_i} \leq P_i^{max}$$

**Ecuación 2.25.** Límites de potencia activa

$$Q_i^{min} \leq Q_{G_i} \leq Q_i^{max}$$

**Ecuación 2.26.** Límites de potencia reactiva

Siendo:

$P_i^{min}$  y  $P_i^{max}$ : Potencia Activa mínima y máxima del generador  $i$  respectivamente

$Q_i^{min}$  y  $Q_i^{max}$ : Potencia Reactiva mínima y máxima del generador  $i$  respectivamente

#### 2.2.2.2.2. Límites de voltaje en las barras

Esta restricción se refiere a los límites de los niveles de voltaje de las barras, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}$$

**Ecuación 2.27.** Límites de voltaje

Siendo:

$V_i^{min}$  y  $V_i^{max}$ : Límites de voltaje en el nodo  $i$

#### 2.2.2.2.3. Límites del flujo de Potencia Activa a lo largo de la línea

Esta restricción se refiere al máximo valor al que las líneas pueden estar cargadas, es decir a los límites máximos de flujo que puede estar circulando por cada una de las líneas, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$F_l^{min} \leq F_l \leq F_l^{max}$$

**Ecuación 2.28.** Límites del flujo de potencia activa en la línea de transmisión

Siendo:

$F_l^{min}$  y  $F_l^{max}$ : Límites del Flujo de Potencia Activa a lo largo de la línea de transmisión en el nodo  $l$

#### 2.2.2.2.4. Balance de potencia activa neta

Con el fin de abastecer a la demanda se plantea esta restricción, donde se involucra la potencia de los generadores y la demanda, como se presenta en la siguiente ecuación:

$$\sum_{i=1}^n PG_i + \sum_{k=1}^m PGe_k = P_{D,j} + P_L$$

**Ecuación 2.29.** Balance de potencia activa neta

Siendo:

$P_{D,j}$ : Demanda de potencia en el nodo  $j$

$P_L$ : Perdidas de potencia del sistema

$n$  y  $m$ : Número de generadores convencionales y no convencionales

### 2.2.3. Métodos para la solución del OPF

El problema del OPF se ha introducido desde 1962, el cual debido a la complejidad que presenta el problema de programación matemática se han planteado sofisticados modelos de solución [18], dentro de los cuales se encuentran:

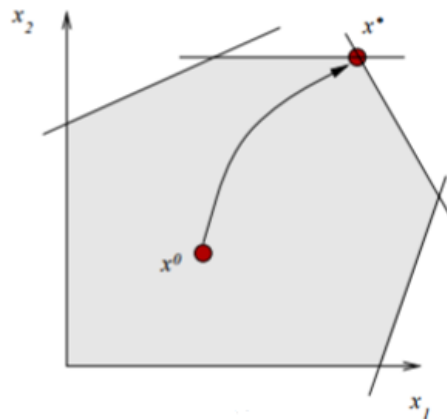


- Métodos de Programación lineal
- Método del Gradiente
- Método de Newton-Raphson
- Métodos de Puntos Interiores
- Método de Red Neuronal Artificial

Siendo el método de Puntos Interiores uno de los más eficientes cuando se manejan problemas de grandes dimensiones y es utilizado para resolver problemas de optimización tanto lineal como no lineal [19].

### 2.2.3.1. Método del Punto Interior

El concepto principal del método de puntos interiores es aproximarse a la solución óptima estrictamente por el interior de la región factible [20], como se muestra en la Figura 2.8.



**Figura 2.8.** Trayectoria seguida para alcanzar la solución óptima [21]

La formulación matemática que será descrita a continuación hace referencia a [18], [22], [23] y [24].

#### 2.2.3.1.1. Problema transformado y obtención de condiciones óptimas

El principal objetivo del problema primal-dual es introducir una barrera logarítmica, para ello es necesario eliminar restricciones de desigualdad añadiendo variables de holgura en la ecuación general del OPF (Ecuación 2.21) y transformándolas en restricciones de igualdad y condiciones no negativas, al incorporar las variables de holgura se incrementa la dimensión del problema no lineal, es decir que el número de variables aumenta. A continuación se presenta la transformación en la Ecuación 2.30.

$$\begin{aligned}
& \min f(x) \\
\text{Sujeta a:} \\
& g(x) = 0 \\
& h(x) + s = 0 \\
& s \geq 0
\end{aligned}$$

**Ecuación 2.30.** Transformación en restricciones de igualdad y condiciones no negativas

Ahora, teniendo restricciones de igualdad se puede incorporar dentro de la ecuación general del OPF (Ecuación 2.19, Ecuación 2.20 y Ecuación 2.21) la ecuación que incorpora variables de holgura (Ecuación 2.30) y se obtiene la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
& \min f(x) - \mu \sum_{i=1}^{nh} \ln(s_i) \\
\text{Sujeta a:} \\
& g(x) = 0 \\
& h(x) + s = 0
\end{aligned}$$

**Ecuación 2.31.** Ecuación general del OPF incorporando la transformación con variables de holgura

Siendo:

$nh$ : Número de restricciones de desigualdad

$\mu$ : Parámetro barrera positivo

La función barrera adopta valores grandes a medida que se acerca a la región frontera permitiendo así no abandonar la región factible, al ser estos valores grandes y la solución estar generalmente cerca de los puntos frontera aparece el parámetro de barrera  $\mu^k > 0$  que tiende a cero en cada iteración  $k$  a medida que se acerca a la solución [24]. A continuación se presenta en la Ecuación 2.32, la transformación del problema de optimización de restricciones de igualdad en un problema sin restricciones por la definición del Lagrangiano.

$$L(x, s, \lambda, \pi) = f(x) - \mu \sum_{i=1}^{nh} \ln(s_i) + \lambda^T g(x) + \pi^T (h(x) + s)$$

**Ecuación 2.32.** Ecuación sin restricciones

Siendo:

$\lambda, \pi$ : Vectores de multiplicadores de Lagrange ó variables duales

Finalmente, las condiciones de optimización de primer orden de Karush Kuhn Tucker (KKT) del problema resultante se obtienen igualando a cero las derivadas del lagrangiano con respecto a todas las incógnitas [18], es decir:

$$L_x^\mu = \frac{\partial L}{\partial x} = f_x + \lambda^T g_x + \pi^T h_x$$

$$L_s^\mu = \frac{\partial L}{\partial s} = \pi^T - \mu^k e^T [s]^{-1}$$

$$L_\lambda^\mu = \frac{\partial L}{\partial \lambda} = g_x^T$$

$$L_\pi^\mu = \frac{\partial L}{\partial \pi} = h_x^T + s^T$$

### **Ecuación 2.33.** Condiciones de optimización de primer orden de KKT

Siendo:

$f_x$ : Gradiente de la FO

$g_x$ : Jacobiano de las restricciones de igualdad

$h_x$ : Jacobiano de las restricciones de desigualdad

$e$ : Vector unitario

$[ \ ]$ : Operador que toma un vector  $nx1$  lo transforma en una matriz diagonal de  $nxn$

$[s]$ : Matriz diagonal con los elementos del vector  $s$  formando la diagonal

$L_\lambda^\mu, L_\pi^\mu$ : Condiciones de factibilidad del primal

$L_x^\mu, L_s^\mu$ : Condición de complementariedad

#### **2.2.3.1.2. Método de las direcciones de Newton para resolver KKT**

A pesar de que el sistema Ec.2.33 es un sistema de ecuaciones no lineales, que cumple las condiciones KKT, su solución se aproxima usualmente por una única iteración del método de Newton, pues las condiciones de optimalidad que se deben resolver cambian al actualizar  $\mu$  en cada iteración de  $k$  [22]. Las direcciones de Newton son usadas para seguir el camino de minimizadores parametrizados por  $\mu^k$  [18].

$$\begin{aligned}
F(x, s, \lambda, \pi) &= 0 \\
s &> 0 \\
\pi &> 0
\end{aligned}$$

**Ecuación 2.34.** Igualación de las derivadas del lagrangiano a cero

$$F(x, s, \lambda, \pi) = \begin{bmatrix} L_x^\mu \\ L_s^\mu \\ L_\lambda^\mu \\ L_\pi^\mu \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} f_x + g_x^T \lambda + h_x^T \pi \\ [s]\pi - \mu e \\ g(x) \\ h(x) + s \end{bmatrix}$$

**Ecuación 2.35.** Condiciones de factibilidad primal dual

El método de Newton es un proceso iterativo el cual aproxima un punto inicial  $(x^0, s^0, \lambda^0, \pi^0)$  al punto de la solución  $(x^*, s^*, \lambda^*, \pi^*)$  a través de una secuencia de puntos que indica una trayectoria de recorrido  $(x^k, s^k, \lambda^k, \pi^k)$ . En cada paso de la iteración se debe cumplir con las condiciones de no negatividad  $(s^k, \pi^k) > 0$ .

- Solución del sistema aumentado

Al resolver el sistema lineal con la aplicación del método de Newton de la Ecuación 2.35 se obtiene como resultado el siguiente sistema lineal:

$$F_y(y^k)\Delta y = -F(y^k)$$

**Ecuación 2.36.** Aplicación del método de Newton para la solución de las ecuaciones de optimalidad de KKT

Al aplicar la Ecuación 2.36 al sistema de Ecuaciones 2.35 se llega a obtener el siguiente sistema:

Siendo:

$\Delta y$ : Dirección de Newton

$F_y(y^k)$ : Matriz Jacobiana del sistema

$$\begin{bmatrix} L_{XX}^\mu & L_{XS}^\mu & L_{X\lambda}^\mu & L_{X\pi}^\mu \\ L_{SX}^\mu & L_{SS}^\mu & L_{S\lambda}^\mu & L_{S\pi}^\mu \\ L_{\lambda X}^\mu & L_{\lambda S}^\mu & L_{\lambda\lambda}^\mu & L_{\lambda\pi}^\mu \\ L_{\pi X}^\mu & L_{\pi S}^\mu & L_{\pi\lambda}^\mu & L_{\pi\pi}^\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta s \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} L_x^\mu \\ L_s^\mu \\ L_\lambda^\mu \\ L_\pi^\mu \end{bmatrix}^{\mu T}$$

**Ecuación 2.37.** Sistema simétrico indefinido resultante de la aplicación del método de Newton para la solución de las ecuaciones de optimalidad de KKT

$$\begin{bmatrix} f_{xx}^T + g_{xx}^T \lambda + h_{xx}^T \pi & 0 & g_x^T & h_x^T \\ 0 & [\pi] & 0 & [s] \\ g_x & 0 & 0 & 0 \\ f_x & I & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta s \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} f_x^T + g_x^T \lambda + h_x^T \pi \\ [S]\pi - \mu e \\ g(x) \\ h(x) + S \end{bmatrix}^T$$

**Ecuación 2.38.** Reemplazo de valores del Lagrangiano y su derivada

Siendo:

$L_{xx}$ : Segunda derivada del Lagrangiano respecto a  $x$

$f_{xx}$  : Matriz Hessiana de la FO

$g_{xx}$ : Matriz Hessiana de la función de restricción de igualdad

$h_{xx}$ : Matriz Hessiana de la función de restricción de desigualdad

$[\pi], [S]$ : Matriz diagonal

- Solución del sistema reducido

En la Ecuación 2.38 al resolver la segunda fila para  $\Delta\pi$  se obtiene la Ecuación 2.39 y resolviendo la cuarta fila de la Ecuación 2.38 para  $\Delta s$  se obtiene la Ecuación 2.40, para poder encontrar las ecuaciones reducidas se utiliza artificios y operaciones matemáticas y se obtiene como resultado un nuevo sistema reducido.

$$[\pi]\Delta s + [s]\Delta\pi = -[s]\pi + \mu e$$

$$[s]\Delta\pi = -[s]\pi + (\mu e - [\pi]\Delta s)$$

$$\Delta\pi = -\pi + [s]^{-1}(\mu e - [\pi]\Delta s)$$

**Ecuación 2.39.** Sistema reducido, despeje  $\Delta\pi$

$$h_x \Delta x + \Delta s = -h(x) - s$$

$$\Delta s = -h(x) - s - h_x \Delta x$$

**Ecuación 2.40.** Sistema reducido, despeje  $\Delta s$

A continuación, se formula el sistema reducido en función de las direcciones de Newton, para lo cual hay que reemplazar las Ecuaciones 2.39 y 2.40 en la primera fila de la Ecuación 2.38:

$$M\Delta x + g_x^T \Delta \lambda = -N$$

**Ecuación 2.41.** Sistema reducido en función de las direcciones de Newton

Siendo:

$$M = L_{xx}^{\mu} + h_x^T[s]^{-1}[\pi]h_x$$

$$N = L_x^{\mu T} + h_x^T[s]^{-1}(\mu e - [\pi] - h(x))$$

**Ecuación 2.42.** Expresiones utilizadas para el cambio de variables

Combinando la última fila de la Ecuación 2.41 y la tercera fila de la Ecuación 2.38, se tiene como resultado el siguiente sistema reducido:

$$\begin{bmatrix} M & g_x^T \\ g_x & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} N \\ g(x) \end{bmatrix}$$

**Ecuación 2.43.** Sistema reducido

Para realizar el cálculo de las direcciones de Newton mediante el sistema reducido primero hay que realizar el cálculo de los factores  $\Delta x$  y  $\Delta \lambda$  utilizando la Ecuación 2.43, para luego calcular  $\Delta s$  empleando la Ecuación 2.40 y finalmente se calcula  $\Delta \pi$  aplicando la Ecuación 2.39.

#### 2.2.3.1.3. Actualización de las variables primales y duales

Como ya se han calculado las variables de Newton y las longitudes de paso, ahora se van a actualizar las variables primales  $\alpha_p^k$  y duales  $\alpha_d^k$  para cada iteración k.

$$x^{k+1} = x^k + \alpha_p^k \Delta x^k$$

$$s^{k+1} = s^k + \alpha_p^k \Delta s^k$$

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k + \alpha_d^k \Delta \lambda^k$$

$$\pi^{k+1} = \pi^k + \alpha_d^k \Delta \pi^k$$

**Ecuación 2.44.** Actualización de las variables primales y duales

#### 2.2.3.1.4. Cálculo de longitudes de paso primal y dual

El cálculo de las longitudes de paso sirve para asegurar que las variables de holgura y el multiplicador de Lagrange no sean negativas y que además sean  $\in [0,1]$ .

$$\alpha_p^k = \min(1, \gamma \min_{\Delta s^k < 0} \frac{-s^k}{\Delta s^k})$$

**Ecuación 2.45.** Longitud de paso primal

$$\alpha_d^k = \min(1, \gamma \min_{\Delta \pi^k < 0} \frac{-\pi^k}{\Delta \pi^k})$$

**Ecuación 2.46.** Longitud de paso dual

Siendo:

$\gamma \in (0,1)$ : Coeficiente de seguridad, con valor típico = 0.99995

### 2.2.3.1.5. Convergencia del algoritmo

El método de puntos interiores converge cuando se obtiene un mínimo local del problema original de la función objetivo (Ecuación 2.19, Ecuación 2.20 y Ecuación 2.21), en otras palabras esto sucede cuando se cumple que:

$$v_1^k \leq \varepsilon_1$$

$$v_2^k \leq \varepsilon_1$$

$$v_3^k \leq \varepsilon_2$$

$$v_4^k \leq \varepsilon_2$$

**Ecuación 2.47.** Criterio de convergencia para evitar valores negativos

Siendo:

$$v_1^k = \max\{\max(h(x)), \|g(x)\|_\infty\}$$

$$v_2^k = \frac{\|f_x + \lambda^T g_x + \pi^T h_x\|_\infty}{1 + \|x\|_2 + \|\lambda\|_2 + \|\pi\|_2}$$

$$v_3^k = \frac{\rho}{1 + \|x\|_2}$$

$$v_4^k = \frac{|f(x^k) - f(x^{k-1})|}{1 + |f(x^k)|}$$

**Ecuación 2.48.** Valores de los criterios de convergencia

Si los criterios de la Ecuación 2.47 se cumplen, entonces se satisface las condiciones de factibilidad primal, factibilidad dual y complementariedad. En el momento en el que la condición de la Ecuación 2.48 es satisfecha entonces la iteración actual es un punto que cumple con las condiciones de optimalidad de KKT con una precisión dada por  $\varepsilon_1$  y  $\varepsilon_2$ .

Se considera que las variables de tolerancia tienen los siguientes valores típicos  $\varepsilon_1 = 10^{-4}$  y  $\varepsilon_2 = 10^{-4}\varepsilon_1$

### 2.2.3.1.6. Punto inicial

El método del punto interior no requiere que el punto inicial  $x^0$  sea factible, lo que si se debe satisfacer son las condiciones de no negatividad ( $s > 0$  y  $\pi > 0$ ) para asegurar la

convergencia del algoritmo, sin embargo si el punto inicial es factible esto mejora el rendimiento ya que el proceso de convergencia es sensible al punto inicial.

Se presenta un método de inicialización propuesto en [18] y [22].

1. Las variables primales  $x^0$  se obtienen como la solución de un problema de reparto de cargas, o también como el punto medio entre los límites (superior e inferior) de variables acotadas.
2. Las variables de holgura  $s^0$  son inicializadas para satisfacer la condición de no negatividad. Las inecuaciones deben ser reescritas como:

$$h^{min} \leq \hat{h}(x) \leq h^{max}$$

**Ecuación 2.49.** Inecuaciones reescritas

$$s_{min}^0 = \min\{\max\{\tau h^\Delta, h(x^0) - h^{min}\}, (1 - \tau)h^\Delta\}$$

**Ecuación 2.50.** Variables asociadas a los límites inferiores y superiores de la restricción

$$h(x)$$

Siendo:

$$h^\Delta = h^{max} - h^{min}$$

$$\tau = 0.25.$$

Las variables  $s_{max}$ , asociadas con los límites superiores, se calculan como se muestra a continuación:

$$s_{max}^0 = h^\Delta - s_{min}^0$$

**Ecuación 2.51.** Inicialización de las variables asociadas a los límites superiores

3. Las variables duales  $\pi^0$  se obtienen como:

$$\pi^0 = \mu[S^0]^{-1}e$$

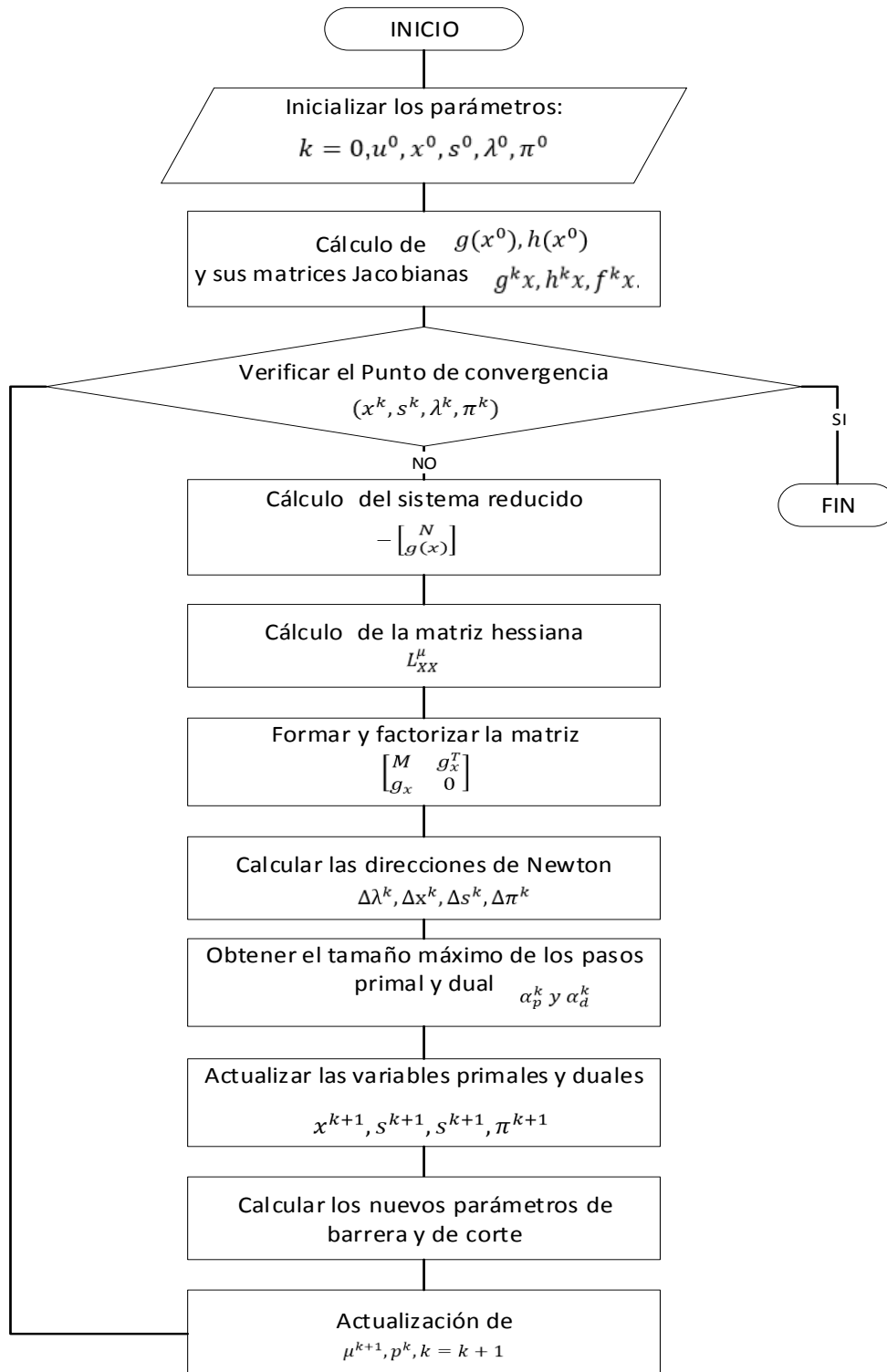
**Ecuación 2.52.** Variables duales

4. Las variables duales  $\lambda^0$  se pueden inicializar con un valor de cero.



### 2.2.3.1.7. Resumen de los pasos del método del punto interior

A continuación se presenta un diagrama de flujo donde se resumen los pasos a aplicarse para la solución mediante el método del punto interior de acuerdo a [18] y [24].



**Figura 2.9.** Diagrama de flujo del método de Puntos Interiores

### **3. METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL**

En esta sección se resume el proceso llevado a cabo para la programación de una herramienta de software en el entorno DPL de DigSILENT y Excel mediante los cuales se implementa el algoritmo, iniciando con una introducción de las herramientas computacionales DPL y Excel, y finalmente con la descripción de la metodología desarrollada.

#### **3.1. Introducción del entorno DPL de DigSILENT PowerFactory**

DigSILENT PowerFactory es un programa con más de 25 años en el mercado que ha venido mejorando y adaptándose según con los intereses del mercado eléctrico. Es una herramienta de software digital con una alta fiabilidad dentro de sus funcionalidades. PowerFactory de DigSILENT ofrece un paquete completo para la realización de simulaciones de eventos aplicados a sistemas eléctricos como: corto circuitos, flujos de potencia, análisis de contingencias entre otros.

Una de las herramientas que presenta PowerFactory de DigSILENT es el DPL, la cual facilita la interacción de las funciones de PowerFactory de DigSILENT mediante códigos de programación.

- DPL (DigSILENT Programin Language)

El lenguaje que utiliza este software es en gran medida parecido al lenguaje de programación C++. Es una herramienta en la cual se pueden escribir códigos de programación para realizar algún tipo de proceso, en la que se pueda integrar la información de los componentes de la red eléctrica ya sea para extraer o modificar su información mediante algoritmos de programación. En general mediante la programación en el DPL el usuario puede incorporar algoritmos que estén relacionados con análisis en sistemas eléctricos como:

- Optimización
- Coordinación de protecciones
- Análisis de estabilidad
- Análisis de Contingencias

### 3.1.1. Tipos de variables que maneja el entorno DPL

Los tipos de variables manejadas por la herramienta DPL como en otros entornos de programación se diferencian de acuerdo con la funcionalidad que cumplen dentro del código de programación y se detallan a continuación:

**Tabla 3.1.** Variables que se maneja en el entorno DPL

TIPO DE VARIABLE	DESCRIPCIÓN
int	Utilizada para variables con valores enteros.
double	Utilizada para variables con valores fraccionarios, es decir con decimales.
string	Utilizada para variables con caracteres.
object	Sirve para integrar elementos de la red dentro de la programación.
set	Utilizada para agrupar elementos de la red.

### 3.1.2. Principales funciones del entorno DPL

Algunas de las principales funciones que se describen en la Tabla 3.2 del entorno DPL son utilizadas para realizar la programación del algoritmo que permitirá ejecutar el despacho económico y la comunicación entre Excel y el DPL.

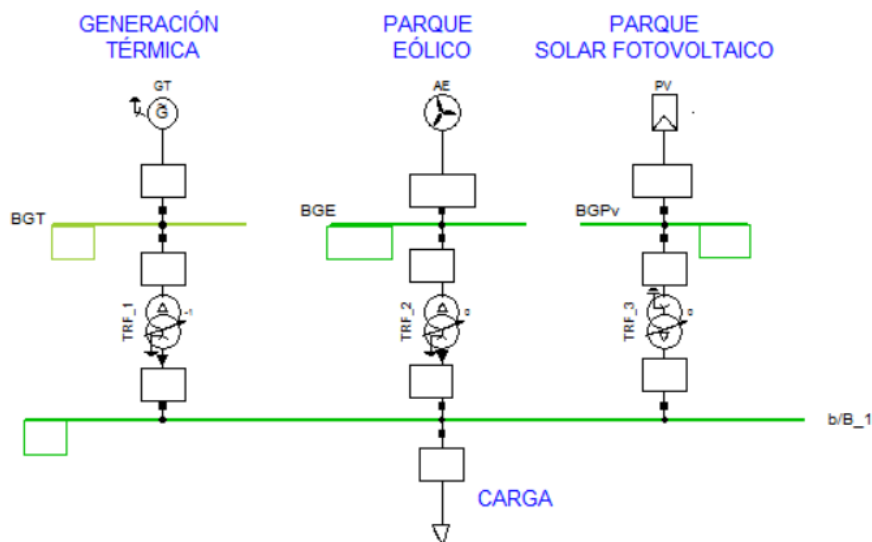
**Tabla 3.2.** Funciones utilizadas en entorno DPL

FUNCIÓN	DESCRIPCIÓN
for	Lazo que sirve para juntar pasos que se repiten y reducir líneas de código.
If - else	Lazo condicional para cumplir condiciones.
xlGetValue	Devuelve la variable de una celda.
xlSetValue	Carga el valor de una celda.
xlOpenWorkbook	Abre un archivo existente de Excel.
xlGetWorksheetCount	Cuenta el número de hojas existentes en un archivo de Excel.
xlGetActiveWorksheetIndex	Índice de la hoja activa del archivo de Excel.
xlSetWorksheetName	Coloca el nombre a una hoja de Excel.
xlNewWorkbook	Crea un nuevo libro de trabajo.
xlSaveWorkbookAs	Guarda el libro actual en un nuevo archivo de Excel.
Opf.Execute ()	Devuelve el flujo óptimo de potencia de la red analizada.

### 3.1.3. Creación y acceso a un archivo DPL

Antes de crear el archivo DPL se deben considerar los pasos 1 y 2 los cuales son muy importantes dentro de la configuración de la ventana principal de un archivo DPL.

1. Tener una red previamente creada en un caso de estudio de PowerFactory de DlgSILENT, como se muestra en la Figura 3.1.



**Figura 3.1.** Red de ejemplo

2. Seleccionar toda la red en estudio, dar clic derecho y elegir Define-General Set, repetir el paso y en esta vez elegir DPL Commands Set, este paso sirve para utilizar todos los elementos de la red en la programación del DPL. En la Figura 3.2 se muestra como quedan los elementos de la red definidos.

Set - Study Cases\Escenarios de Operación\Escenario\_1\Caso1\_Max Dem Dia MaxW MaxPV EC-2015\General Set :

Name	Order	Type	Object modified	Object modified by
B_1	1.		14/11/2017 16:56:23	Gbx
BGT	2.		14/11/2017 16:50:31	Gbx
BGE	3.		14/11/2017 16:50:41	Gbx
BGPv	4.		14/11/2017 16:50:47	Gbx
TRF_1	5.	TRF CAT 13.8/0.48	14/11/2017 16:49:46	Gbx
Carga1	6.	3PH_Load	14/11/2017 17:49:36	Gbx
GT	7.	CAT PM3516	14/11/2017 16:48:33	Gbx
TRF_3	8.	TRF PV SMA 2MVA	14/11/2017 16:49:51	Gbx
TRF_2	9.	TRF 0.9MVA 13.8/0.	14/11/2017 16:49:25	Gbx
AE	10.		14/11/2017 16:48:13	Gbx
PV	11.		14/11/2017 16:48:07	Gbx

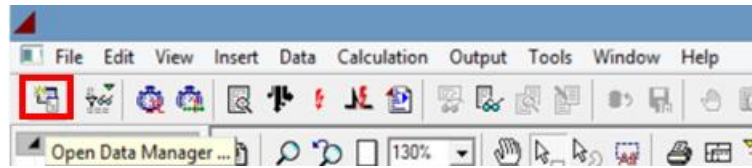
Ln 1 11 object(s) of 11 1 object(s) selected

**Figura 3.2.** Elementos de la red definidos en General Set y DPL Commands Set

3. Para la creación del DPL se realiza lo siguiente:

En la ventana principal que posee PowerFactory de DlgSILENT se debe dar clic en el icono

“Data Manager” .



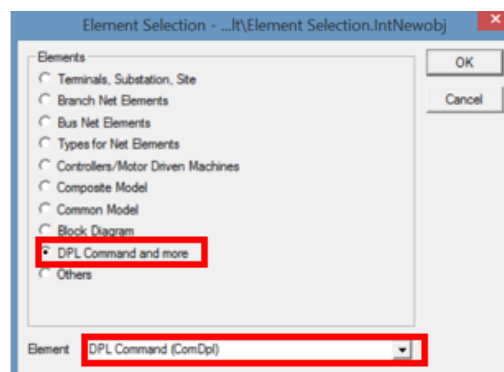
**Figura 3.3.** Venta principal de DlgSILENT PowerFactory

Al abrir el icono se despliega la siguiente ventana y se debe dar clic en “New Object ” .



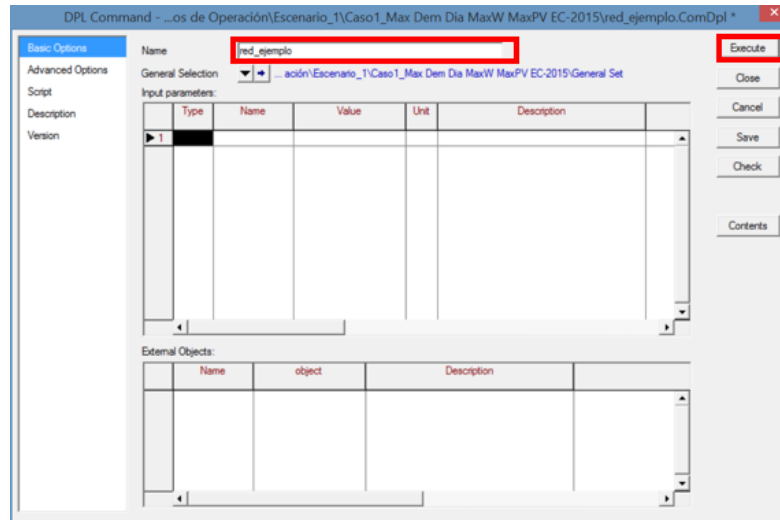
**Figura 3.4.** Menú creación de un nuevo DPL

Se despliega la siguiente lista donde se debe elegir “DPL Command and more” y dar clic en Ok.



**Figura 3.5.** Lista de elementos “DPL Command (ComDpl)”

Se abre una ventana donde se debe cambiar el nombre del archivo nuevo de DPL y como paso final se debe dar clic en Execute.



**Figura 3.6.** Ventana del entorno DPL

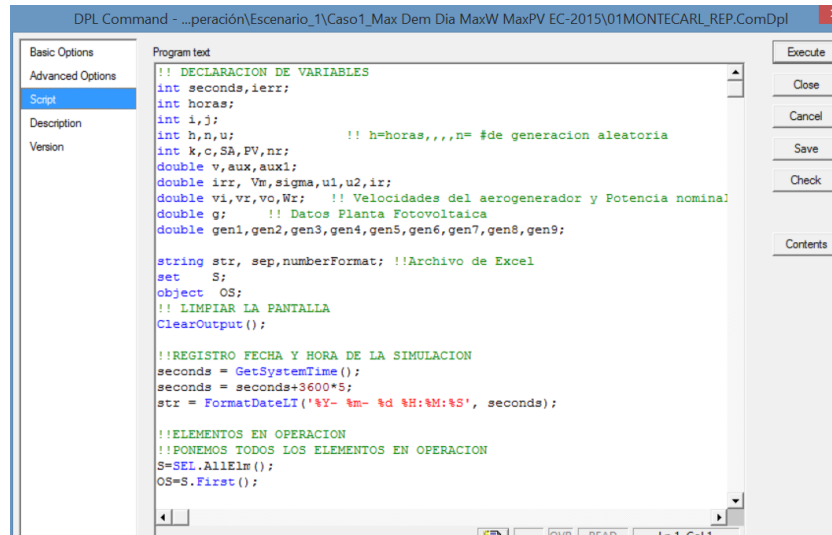
4. A continuación se describen las principales ventanas y funcionalidades que existe en el DPL.

- **Basic Options**

En la Figura 3.6 se observa la ventana Basic Options donde en “General Selection” se elige “General Set” que se creó previamente en el punto 2. También en esta ventana se pueden ingresar variables con valores definidos en la parte de “Input Parameters ” y en la parte de “External Objects” se deben declarar los vectores o matrices. Las cuales deben ser del tipo de variables que maneja la herramienta DPL.

- **Script**


Ventana donde se escribe el código de la programación con todos los comandos necesarios para su correcto funcionamiento, esta parte es la más importante del DPL. En la Figura 3.7 se observa un ejemplo de código de programación.

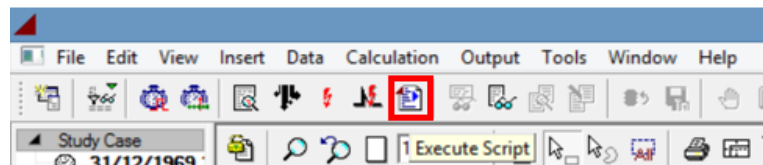


**Figura 3.7.** Ejemplo de programación en DPL

Cuando el código de programación del DPL esté completo se puede llevar a cabo la simulación dando clic en Execute.

## 5. Acceso al DPL

En la pantalla principal se debe acceder al icono  “Execute Script” en la venta principal de PowerFactory de DIgSILENT y escoger el archivo DPL con el nombre con el que se lo creó, al acceder se puede realizar la programación en el script u modificaciones.



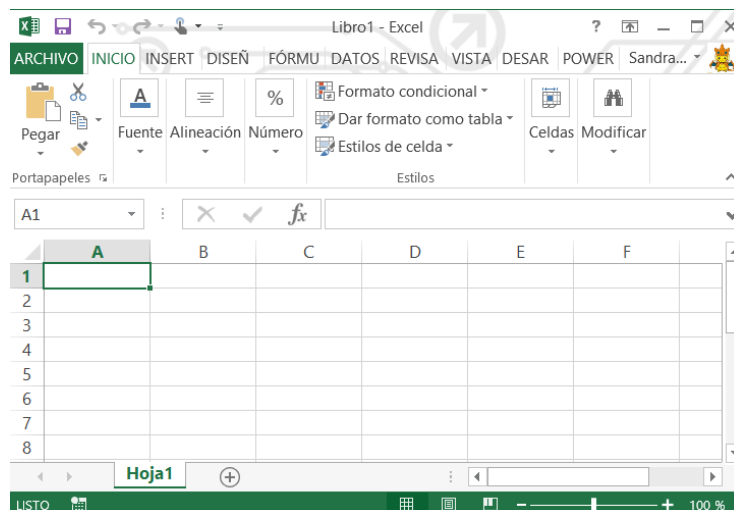
**Figura 3.8.** Ventana principal de PowerFactory de DIgSILENT para acceder al DPL creado

## 3.2. Breve descripción del software Excel

Excel es un software creado por Microsoft Corp que cuenta con funciones que permiten crear hojas de cálculo y trabajar en ellas realizando tareas como:

- Análisis de datos
- Creación de tablas
- Cálculos Matemáticos

A continuación se presenta en la Figura 3.9 la ventana principal del software Excel que como se observa es una hoja de cálculo con filas y columnas.



**Figura 3.9.** Pantalla principal de Excel

En Excel existen funciones que vienen incorporadas que no pueden ser modificadas, mismas que son utilizadas para realizar algún tipo de procedimiento dentro de las hojas de cálculo.

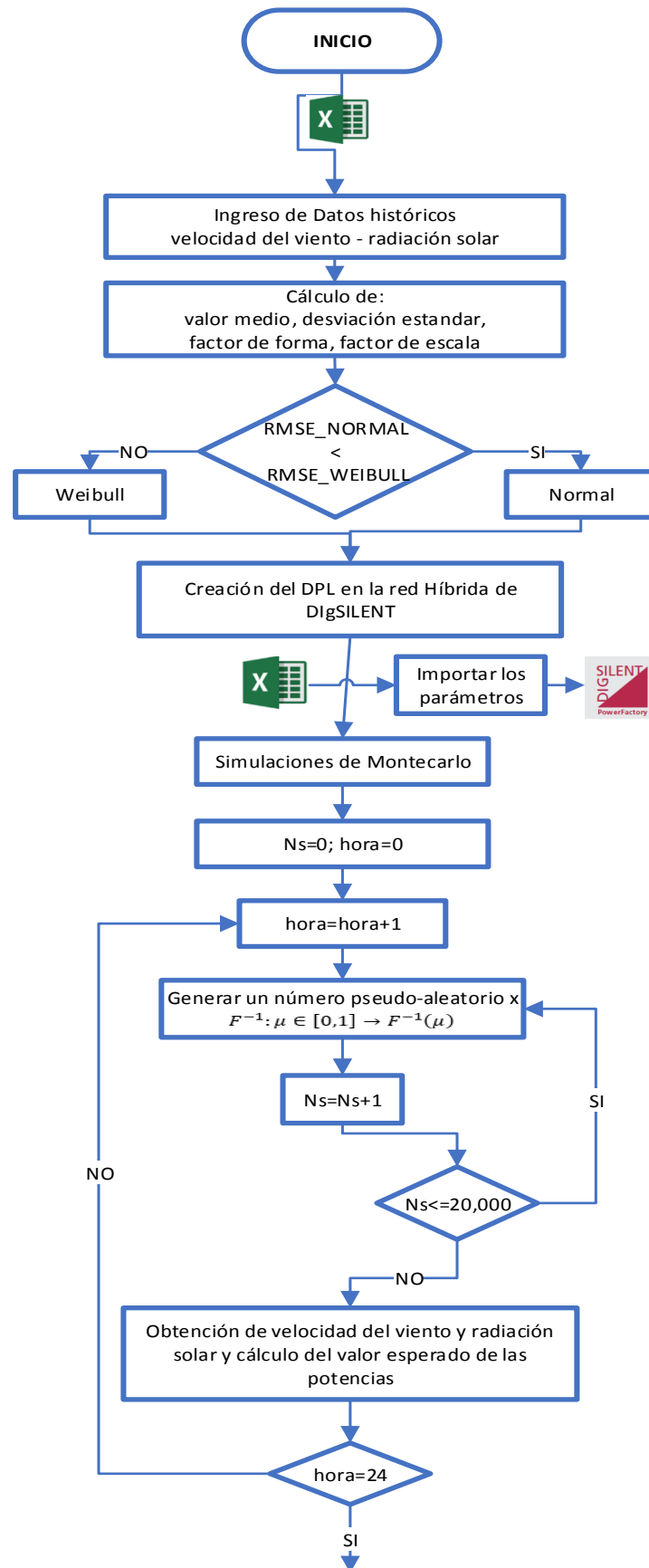
Debido a que Excel es un software que sirve para análisis de datos y además presenta una interfaz muy amigable con el usuario es utilizado como medio de interconexión con otros programas que no poseen sus características, más allá de las características de cálculo que posee Excel la mayor ventaja que presenta es la manera en que se pueden presentar los resultados y el análisis que se puede obtener con las funciones de este software. A continuación se presenta una lista de algunos de los programas que utilizan Excel para importar o exportar datos de él o hacia el según corresponda.

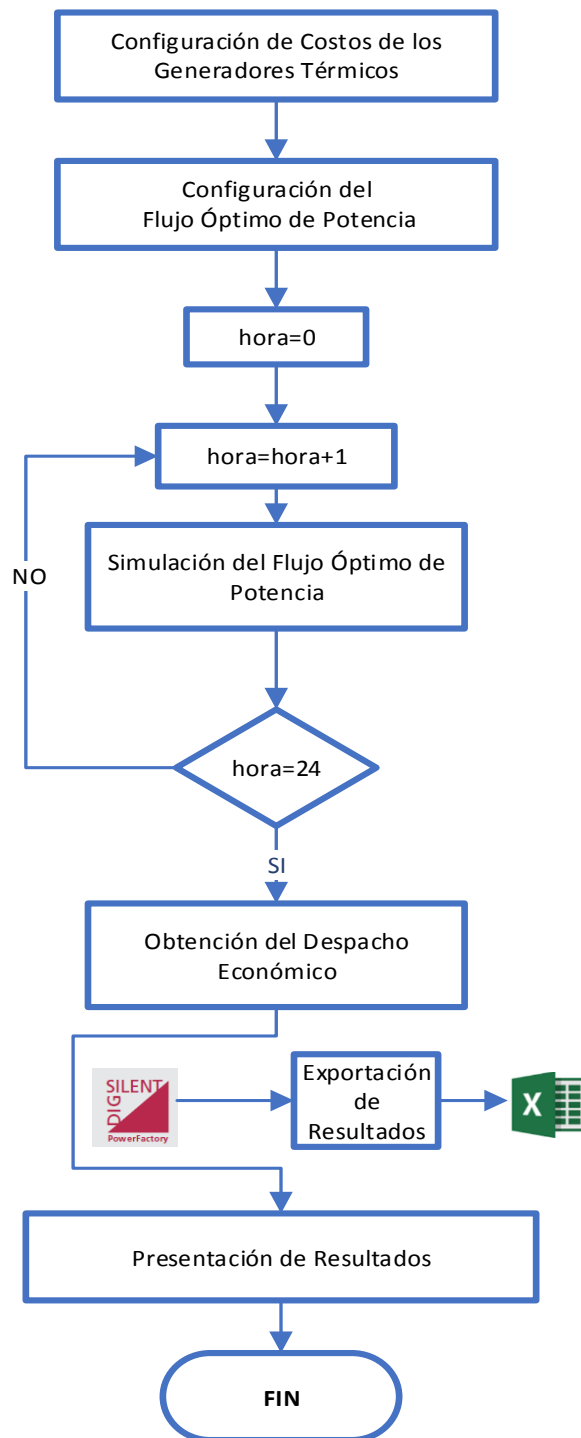
- Matlab
- Python
- Visual Basic
- DPL de DIgSILENT PowerFactory

### **3.3. Diagrama de flujo**

En la Figura 3.10 se presenta el diagrama de flujo del software desarrollado, con los pasos necesarios que permitirán el tratamiento de las variables estocásticas hasta la realización del Despacho Económico del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra que consta de generación térmica, eólica y solar fotovoltaica.







**Figura 3.10.** Diagrama de flujo del software desarrollado en Excel y DlgSILENT Power Factory

### 3.3.1. Tratamiento de las variables aleatorias

Para poder obtener la potencia que entregan los parques eólicos y las plantas de generación solares fotovoltaicas es necesario en primer lugar determinar un pronóstico del recurso principal (velocidad del viento y radiación solar) ya que son variables sujetas a variaciones naturales que no pueden ser controladas y en consecuencia dificultan el cálculo de potencia de estos sistemas de generación eléctrica.

#### 3.3.1.1. Agrupación de datos por temporadas

Los datos horarios de velocidad del viento en [m/s] y la radiación solar en [W/m<sup>2</sup>] pueden ser agrupados por temporadas seca o lluviosa.

Los datos históricos de velocidad del viento y radiación solar deben ser de al menos 3 años, con el objetivo de alcanzar un agrupamiento razonable de datos (se podría lograr una mejor agrupación si hubiesen más datos disponibles) es decir que, para cada hora del mes se tendrían 90 datos, en consecuencia para cada mes se tendrían 2160 datos en total [25].

Debido a que los datos históricos de la velocidad del viento están tomados a la misma altura del eje de la turbina eólica no es necesario realizar una corrección en la altura de las mediciones, entonces el siguiente paso es el cálculo de los factores de probabilidad.

El cálculo de los factores de probabilidad se realiza tanto para las velocidades del viento como para la radiación solar y se sigue el mismo procedimiento.

- Ejemplo de cálculo de factores de probabilidad

En el ejemplo que se plantea se toman 3 años de datos históricos de velocidad del viento  $x_i$  en [m/s] de las 13h00 del mes de Abril tomados a la misma altura del aerogenerador, como se muestra en la Tabla 3.3 y se procede a calcular los factores de probabilidad  $k, c, m$  y  $\sigma$  con las expresiones: Ecuación 2.4, Ecuación 2.5, Ecuación 2.7 y Ecuación 2.8 respectivamente.

**Tabla 3.3.** Valores históricos de 3 años de velocidad del viento en [m/s] de la 13h00 del mes de Abril

Número	Datos	Número	Datos	Número	Datos
día	v_v [m/s]	día		día	v_v [m/s]
1	5,348	31	5,843	61	0,356
2	4,591	32	8,877	62	5,067
3	4,138	33	6,115	63	4,695
4	6,331	34	5,610	64	5,465
5	5,676	35	5,109	65	4,263
6	6,545	36	7,212	66	3,307
7	5,818	37	4,638	67	4,813
8	5,132	38	6,704	68	5,561
9	5,924	39	5,018	69	5,170
10	6,059	40	5,154	70	4,278
11	5,867	41	5,357	71	7,859
12	5,610	42	8,747	72	6,680
13	6,177	43	6,918	73	3,835
14	5,617	44	6,040	74	5,252
15	5,332	45	5,913	75	7,353
16	7,516	46	6,921	76	5,998
17	5,193	47	7,619	77	5,417
18	5,278	48	7,550	78	4,191
19	5,336	49	6,444	79	5,087
20	5,235	50	6,739	80	4,119
21	4,860	51	4,134	81	5,453
22	4,133	52	5,778	82	5,248
23	5,087	53	7,218	83	0,497
24	0,356	54	4,186	84	2,823
25	5,618	55	5,419	85	5,932
26	5,729	56	6,430	86	4,314
27	5,346	57	6,256	87	5,166
28	5,430	58	4,971	88	5,291
29	4,523	59	6,201	89	6,000
30	6,839	60	5,546	90	3,378

Cálculo de factores de probabilidad:

$$m = \frac{\sum_{i=1}^{90} x_i}{90} = 5,4242$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{90} (3,759 - x_i)^2}{90 - 1}} = 1,4446$$

$$k = \left( \frac{1,515}{3,759} \right)^{-1.086} = 4,2073$$

$$c = \frac{3,759}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{2,682}\right)} = 5,9670$$

### 3.3.1.2. Función de probabilidad para el tratamiento de valores históricos de velocidad del viento y radiación solar

Para definir la distribución de probabilidad más adecuada para el tratamiento del perfil de velocidad del viento y radiación solar, en este trabajo se plantea el análisis del RMSE entre la cdf Real, Normal y Weibull, y se elige aquella distribución con la que se obtenga el menor valor de RMSE.

#### 3.3.1.2.1. Tabla de frecuencias de variables continuas para la cdf real

La tabla de frecuencias se usa para encontrar cual es la forma original que sigue el conjunto de datos analizados, es decir que de este análisis se obtiene la distribución real de los datos históricos. A continuación se presentan las ecuaciones que ayudaran a determinar la cdf Real.

$$R = \text{Límite superior (Ls)} - \text{Límite inferior (Li)}$$

**Ecuación 3.1.** Rango (R)

$$s = 1 + 3,32 \log(n); \text{ con } (n) \text{ número de datos}$$

**Ecuación 3.2.** Número de Intervalos (s)

$$a = \frac{R}{s}$$

**Ecuación 3.3.** Amplitud (a)

Con los parámetros definidos anteriormente se puede determinar la tabla de frecuencias la cual se calcula utilizando las siguientes expresiones.

- Clase

Número de intervalos desde 1 hasta s.

- Clase por intervalos

$$\text{Clase 1: } Li_1 = Li ; Ls_1 = Ls$$

$$\text{Clase 2: } Li_2 = Ls_1 ; Ls_2 = Ls_1 + a$$

$$\text{Clase s: } Li_s = Ls_{s-1} ; Ls_s = Ls_{s-1} + a$$

**Ecuación 3.4.** Clase por intervalos hasta s

- Marca de clase

$$\frac{Li - Ls}{2}$$

**Ecuación 3.5.** Marca de clase

- Frecuencia Acumulada (fa)

Función de Excel: *frecuencia(datos, grupos)*

- Frecuencia relativa (fr)

$$fr = \frac{fa}{n}$$

**Ecuación 3.6.** Frecuencia relativa

- Frecuencia relativa acumulada (fra) o distribución real

$$fra_i = fr_i + fra_{i-1}$$

**Ecuación 3.7.** Frecuencia relativa acumulada

### 3.3.1.2.2. Ejemplo de cálculo para elegir la probabilidad más adecuada

En el ejemplo que se plantea se toman 3 años de datos históricos de la velocidad del viento de la Tabla 3.3.

Al aplicar las Ecuaciones de la 3.1 a la 3.3 se obtiene  $R$ ,  $s$  y  $a$ .

$$\text{Número de datos} = 90; Li = 0.356; Ls = 8.8711; R = 8.521; s = 7; a = 1.217;$$

Con la aplicación de las Ecuaciones 3.4 a la 3.7 se obtiene la Tabla 3.4.

**Tabla 3.4.** Distribución de frecuencias real de las 13h00

CLASE	LI	LS	Marca de Clase	Frecuencia Acumulada	Frecuencia Relativa	Frecuencia absoluta	Frecuencia Relativa Acumulada
1	0,36	1,57	0,965	3,00	0,03333	3,00	0,03333
2	1,57	2,79	2,182	0,00	0,00000	3,00	0,03333
3	2,79	4,01	3,400	4,00	0,04444	7,00	0,07778
4	4,01	5,23	4,617	26,00	0,28889	33,00	0,36667
5	5,23	6,44	5,834	40,00	0,44444	73,00	0,81111
6	6,44	7,66	7,052	14,00	0,15556	87,00	0,96667
7	7,66	8,88	8,269	3,00	0,03333	90,00	1,00000
8	8,88	10,09	9,486	0,00	0,00000	90,00	1,00000
9	10,0	11,31	10,703	0,00	0,00000	90,00	1,00000
Número de Datos				90,00			

En la Tabla 3.4 se presenta la distribución acumulada Real que siguen los datos históricos con lo que ya es posible el cálculo del RMSE entre la distribución Real, Normal y Weibull.

Para el cálculo de la distribución Normal y Weibull se utiliza el comando ya establecido en Excel como se muestra a continuación según corresponda.

$= DISTR.NORMAL(x, media, desviacion\_estandar, VERDADERO)$

$= DISTR.WEIBULL(x, factor\_forma, factor\_escala, VERDADERO)$

Donde la variable aleatoria  $x$  es la marca de clase. En la Tabla 3.5 en la columna 3 y 4 (Normal y Weibull) se encuentran las cdf por cada marca de clase, calculadas con los comandos de Excel ( $DISTR.NORMAL()$  y  $DISTR.WEIBULL()$ ).

El cálculo del RMSE mediante la aplicación de la Ecuación 2.16 para cada marca de clase entre  $[RMSE_{Normal}$  y  $RMSE_{Weibull}]$  es presentada a continuación:

$$RMSE_{Normal} = \left[ \frac{1}{90} \cdot \left( \begin{array}{l} (0,03333 - 0,00101)^2 \\ + (0,0333 - 0,01241)^2 + (0,07778 - 0,08054)^2 \\ + (0,36667 - 0,28814)^2 + (0,81111 - 0,61173)^2 \\ + (0,96667 - 0,87002)^2 (1,0000 - 0,97553)^2 \\ + (1,00000 - 0,99754)^2 (1,0000 - 0,99987)^2 \end{array} \right) \right]^{\frac{1}{2}} = 0,02524$$

$$RMSE_{Weibull} = \left[ \frac{1}{90} \cdot \left( \begin{aligned} &(0,03333 - 0,00047)^2 \\ &+ (0,0333 - 0,01442)^2 + (0,07778 - 0,08951)^2 \\ &+ (0,36667 - 0,28812)^2 + (0,81111 - 0,59733)^2 \\ &+ (0,96667 - 0,86721)^2 (1,0000 - 0,98066)^2 \\ &+ (1,00000 - 0,99012)^2 (1,0000 - 0,99999)^2 \end{aligned} \right) \right]^{\frac{1}{2}} = 0,02661$$

Del RMSE calculado se debe escoger el menor que sería el  $RMSE_{Normal}$ . A continuación se presenta en la Tabla 3.5 un resumen de cálculo del RMSE.

**Tabla 3.5.** Calculo del RMSE de las 13h00

Funciones de Distribución Acumuladas					
Marca de Clase	Real	normal	weibull	real-normal	real-weibull
0,0	0,00000	0,00009	0,00000	0,00000	0,00000
0,9650	0,03333	0,00101	0,00047	0,00104	0,00108
2,1823	0,03333	0,01241	0,01442	0,00044	0,00036
3,3996	0,07778	0,08054	0,08951	0,00001	0,00014
4,6169	0,36667	0,28814	0,28812	0,00617	0,00617
5,8342	0,81111	0,61173	0,59733	0,03975	0,04570
7,0515	0,96667	0,87002	0,86721	0,00934	0,00989
8,2688	1,00000	0,97553	0,98066	0,00060	0,00037
9,4861	1,00000	0,99754	0,99912	0,00001	0,00000
10,7034	1,00000	0,99987	0,99999	0,00000	0,00000
			<b>SUMA</b>	0,05735	0,06371
			<b>RMSE</b>	0,02524	0,02661

El cálculo del RMSE para más de 1 hora de análisis se lo debe realizar de la misma manera que lo explicado en esta sección, solo que al final se suman los valores de RMSE resultantes de cada hora analizada y solo ahí se escoge el menor valor, con lo que finalmente se sabrá si la distribución Normal o la distribución Weibull es la más adecuada para todo el conjunto de datos analizados.

### 3.3.2. Generación de escenarios con MSM

Para la generación de escenarios se utiliza la inversa de las funciones de probabilidad acumuladas de Weibull y Normal según el análisis del RMSE tanto para la velocidad del viento como para la radiación solar.



### 3.3.2.1. Generación de escenarios de operación en el DPL de DlgSILENT Power Factory con el comando fRAND

El comando fRand es una de las funciones con las que cuenta el DPL de DlgSILENT, este comando puede utilizar las funciones de distribución Normal, Weibull y Uniforme para la generación de números pseudo-aleatorios, a continuación se explica de forma general su estructura con especial énfasis en sus variables de entrada.

- Forma de escritura del código en el entorno DPL:

*double fRand(int prob, double var1, double var2)*

- Función de probabilidad (*int prob*)

Como la variable “int prob” se encuentra declarada como un número entero de acuerdo con la definición de tipos de variables manejadas por el entorno DPL, entonces se debe ingresar en esta parte del comando fRand un número entero comprendido entre [0-2], en donde cada número representa una función de probabilidad diferente como se muestra en la Tabla 3.6.

**Tabla 3.6.** (int prob) de fRand

Número	Distribución
0	Uniforme
1	Normal
2	Weibull

- Variables (*double var*)

Como la variable “double var” se encuentra declarada como un número decimal de acuerdo con la definición de tipos de variables manejadas por el entorno DPL, entonces los valores que se ingresen en esta parte del comando fRand deben ir en concordancia con la distribución escogida “int prob” ya que cada distribución de probabilidad tiene sus propios parámetros que la definen como se muestra en la Tabla 3.7.

**Tabla 3.7.** Factores que definen las probabilidades (var)

Distribución / Variable	var1	var2
Uniforme	mínimo	máximo
Normal	media	desviación estándar
Weibull	factor de forma	factor de escala

- Número de simulaciones

Para garantizar que los valores de la variable aleatoria  $x$  obtenidos al aplicar el MSM se aproximen a valores verdaderos, para cada hora se deben realizar un número elevado de simulaciones [6]. Para el desarrollo del diagrama de flujo de la Figura 3.10 se establece un valor igual a 20.000 simulaciones, como se plantea en [4], con lo que la convergencia es garantizada. Se debe aplicar la Ecuación 3.8 para encontrar el valor esperado resultante de las simulaciones [4].

$$Valor_{ave} = \frac{1}{Ns} \cdot \sum_{j=1}^{Ns} x_j$$

**Ecuación 3.8.** Valor esperado

### 3.3.2.2. Función de Distribución Acumulada Inversa de Weibull

Tomando la Ecuación 2.3 que representa a la función acumulada de Weibull e igualándola a  $\mu$  que corresponde a un número uniformemente distribuido entre [0-1], donde  $\mu$  es generado con el comando fRand del entorno DPL de DIgSILENT, se tiene la Ecuación 3.9, y se despeja la variable aleatoria  $x$  como se presenta en la Ecuación 3.10. Los parámetros  $c$  y  $k$  (factores de la distribución de Weibull) son los correspondientes a los encontrados en el tratamiento de variables estocásticas de cada hora analizada.

$$F(x) = \mu$$

$$F^{-1}(\mu) = x$$

**Ecuación 3.9.** Igualación de la inversa de la cdf a una variable aleatoria

$$x = c \cdot (-\ln(\mu))^{\frac{1}{k}}$$

**Ecuación 3.10.** Variable aleatoria Weibull

Para evitar el uso de las Ecuaciones 3.9 y 3.10, se puede utilizar directamente el comando fRand del entorno DPL de DIgSilent Power Factory, generando directamente un valor aleatorio, con los parámetros de la distribución de Weibull como se explicó en la sección 3.3.2.1.

- Ejemplo de aplicación de la Función Inversa Weibull

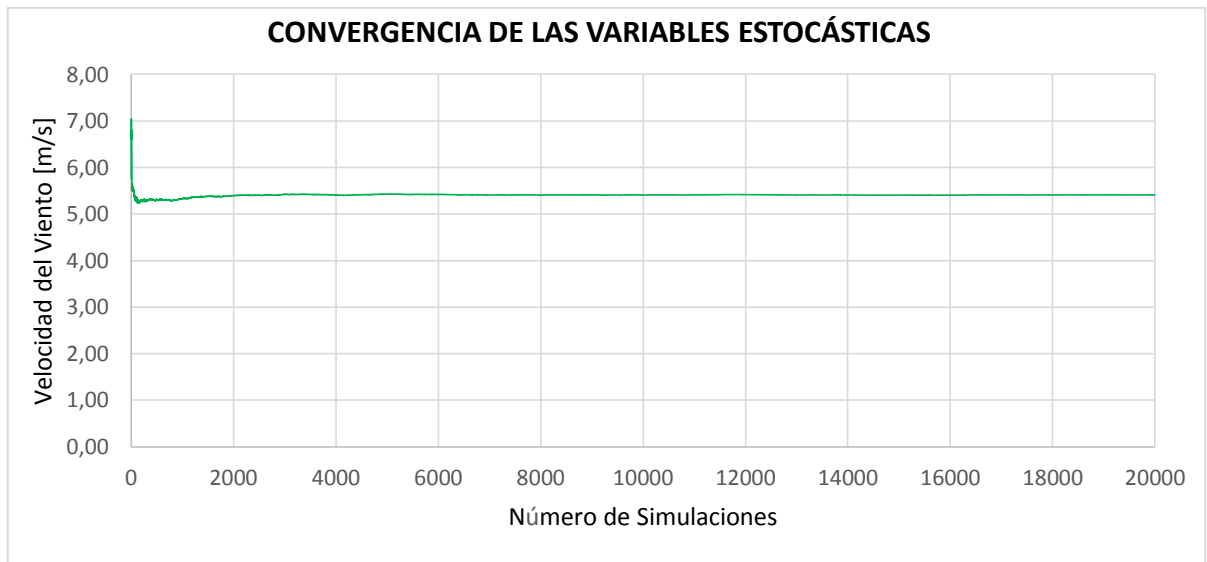
Se toman los valores calculados en la sección 3.3.1.1  $c = 5,9670 [m/s]$  ,  $k = 4,2073$ , se utiliza el comando  $fRand(0,0,1)$  para realizar un número  $Ns = 20.000$  simulaciones uniformemente distribuidas entre  $[0 - 1]$  y aplicando la Ecuación 3.10 en la primera simulación  $Ns = 1$ , si el valor obtenido por fRand es  $\mu = 0,84$ , se tiene:

$$x = 5,9670 \cdot (-\ln(0,84))^{\frac{1}{4,2073}} = 3,9396 \text{ [m/s]}$$

Mientras se siguen realizando más simulaciones de Montecarlo se calcula un nuevo valor con la Ecuación 3.8 hasta un total de 20.000 simulaciones.

$$Valor_{ave} = \frac{1}{20000} \cdot \sum_{j=1}^{20000} x_i = 5,4099 \text{ [m/s]}$$

Se puede observar gráficamente que mientras más elevado es el número de simulaciones se garantiza una mejor convergencia de la variable  $x$  como se presenta en la Figura 3.11.



**Figura 3.11.** Convergencia de la simulación aplicando el MSM

### 3.3.2.3. Función de Distribución Acumulada Inversa Normal

La función acumulada inversa normal no tiene forma analítica, pero para realizar el cálculo de la variable aleatoria  $x$  se toma la expresión presentada en [26] de Box Muller Ecuación 3.11.

$$F^{-1}(\mu) = x$$

$$z_1 = [-2 \cdot \ln(\mu_1)]^{\frac{1}{2}} \cdot \cos(2\pi\mu_2)$$

$$z_2 = [-2\ln(\mu_1)]^{\frac{1}{2}} \cdot \sin(2\pi\mu_2)$$

**Ecuación 3.11.** Transformaciones directas

Siendo,  $u_1$  y  $u_2$  variables independientes y uniformemente distribuidas entre [0-1] generadas con el comando `fRand` de entorno DPL de DIgSILENT Power Factory,  $z_1$  y  $z_2$  son independientes y se puede utilizar  $z_1$  o  $z_2$  para el cálculo de la variable aleatoria y la expresión se presenta en la Ecuación 3.12, donde los parámetros  $\sigma$  y  $m$  (factores de la distribución Normal) son los correspondientes a los encontrados en el tratamiento de variables estocásticas de cada hora analizada y se calculan con la Ecuación 2.7 y Ecuación 2.8.

$$x_i = z_i \cdot \sigma + m$$

### **Ecuación 3.12.** Variable aleatoria Normal

Para evitar el uso de las Ecuaciones 3.11 y 3.12, se puede utilizar directamente el comando `fRand` del entorno DPL de DIgSilent Power Factory, generando directamente un valor aleatorio, con los parámetros de la distribución de Normal como se explicó en la sección 3.3.2.1.

- Ejemplo de aplicación de la función inversa Normal

Se toman los valores de  $m = 86,944 [W/m^2]$  y  $\sigma = 32,911$  factores que representan la radiación solar de una hora cualquiera, se utiliza el comando `fRand(0,0,1)` para realizar un número  $Ns = 20.000$  simulaciones uniformemente distribuidas entre [0 – 1] y aplicando la Ecuación 3.12 en la primera simulación  $Ns = 1$ , si el valor obtenido por `fRand` es  $\mu_1 = 0,84$  y  $\mu_2 = 0,56$ , se tiene:

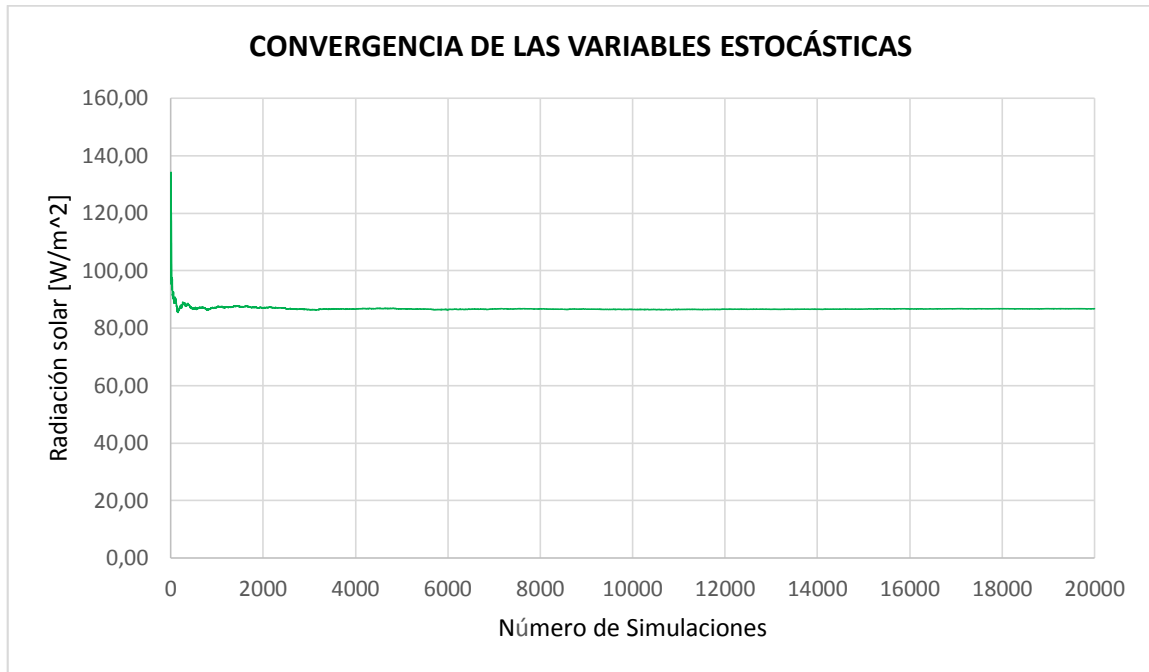
$$z_2 = [-2 * \ln(0,84)]^{\frac{1}{2}} * \sin(2 * 180 * 0,56)$$

$$x = -0,2173 * 32,911 + 86,944 = 79,792 [W/m^2]$$

Mientras se siguen realizando más simulaciones de Montecarlo se calcula un nuevo valor esperado con la Ecuación 3.8 hasta un total de 20.000 simulaciones.

$$Valor_{ave} = \frac{1}{20000} \sum_{j=1}^{20000} x_i = 86,76 [W/m^2]$$

Se puede observar gráficamente que mientras más elevado es el número de simulaciones se garantiza una mejor convergencia de la variable  $x$  como se presenta en la Figura 3.12.



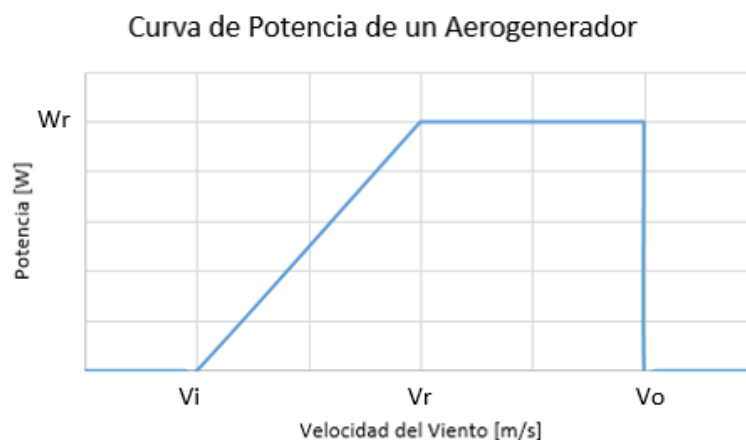
**Figura 3.12.** Convergencia de la simulación aplicando el MSM

### 3.3.3. Cálculo de la potencia eólica y solar fotovoltaica

Con las variables de velocidad del viento y radiación solar de una hora previamente obtenidos se puede realizar el cálculo de la potencia que entregarán los aerogeneradores y paneles solares fotovoltaicos tal como se indica a continuación.

#### 3.3.3.1. Cálculo de la potencia de aerogeneradores

La velocidad del viento aprovechada por el aerogenerador tiene límites establecidos y viene dada por una curva particular como se presenta en la Figura 3.13. En este trabajo, la curva de potencia del aerogenerador se la representa en forma lineal [25].



**Figura 3.13.** Curva lineal típica de potencia de un aerogenerador

La Figura 3.13 indica que solo se puede generar potencia eléctrica entre  $[v_i, v_o]$  y que fuera de esos límites la potencia de salida es igual a cero.

El cálculo de la potencia eólica se realiza utilizando las características técnicas de la turbina eólica como se muestra en la Ecuación 3.13 de acuerdo con [14].

$$P_{output} = \begin{cases} 0, & \text{para } v < v_i \text{ y } v > v_o \\ W_r \cdot \left( \frac{v - v_i}{v_r - v_i} \right), & \text{para } v_i \leq v < v_r \\ W_r, & \text{para } v_r \leq v < v_o \end{cases}$$

**Ecuación 3.13.** Potencia de salida de un aerogenerador

Siendo:

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

$W_r$ : Rated power (potencia nominal) [W]

$v$ : 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 de cálculo

Para el ejemplo de cálculo se asumen valores que se presentan en la Tabla 3.8 y  $v = 6,1010$  [m/s] obtenido en la sección 3.3.2.2 y se procede a realizar el cálculo de la potencia de salida del aerogenerador.

**Tabla 3.8.** Parámetros del aerogenerador

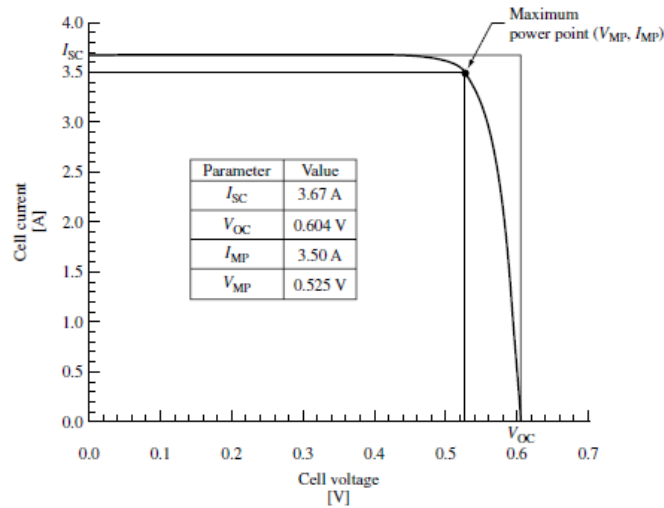
Parámetro	Valor
$W_r$	2 [MW]
$v_i$	3 [m/s]
$v_r$	15 [m/s]
$v_o$	30 [m/s]

$$P_{output} = 2 \cdot \left( \frac{6,1010 - 3}{15 - 3} \right) = 0,5168 \text{ [MW]}$$

### 3.3.3.2. Cálculo de la potencia de paneles solares fotovoltaicos

Los paneles solares fotovoltaicos constan de varias celdas que convierten la radiación solar en energía eléctrica. La potencia que entregan los paneles fotovoltaicos depende de algunos factores; por ejemplo, número de módulos (paneles), condiciones climáticas, temperatura y otros parámetros que se encuentran disponibles en las hojas de datos de los fabricantes.

El funcionamiento de un panel solar se lo puede caracterizar mediante la curva de corriente vs voltaje, en la Figura 3.14 se muestra la curva característica de voltaje y corriente de una celda solar de silicio, se puede apreciar que al incrementar el voltaje la corriente se mantiene prácticamente constante, hasta llegar a las coordenadas  $(V_{MP}, I_{MP})$ , voltaje y corriente máximo de operación, donde a partir de este punto de potencia máximo de operación la corriente empieza a decaer [27].



**Figura 3.14.** Característica de voltaje-corriente de una celda solar de silicio [28]

Tanto el análisis del recurso solar como el de las curvas características de los paneles son indispensables a la hora de realizar el dimensionamiento de un parque solar fotovoltaico, curvas que son proporcionadas por los fabricantes de paneles solares.

De acuerdo con [29] la potencia que entregarían estos sistemas de generación eléctrica se la obtiene de la siguiente forma:

$$P_{PV} = \left[ P_{PV,ST} \cdot \frac{irrad}{1000} \cdot [1 - C_i \cdot (T_j - 25)] \right] \cdot N_{PVs} \cdot N_{PVp}$$

**Ecuación 3.14.** Potencia fotovoltaica

$$T_j = T_{amb} + \frac{irrad}{800} \cdot (NOCT - 20)$$

**Ecuación 3.15.** Temperatura de la celda

Siendo:

$P_{PV}$ : Potencia solar fotovoltaica [W]

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

$irrad$ : Radiación solar  $\left[\frac{W}{m^2}\right]$

$C_i$ : Coeficiente de temperatura de  $P_{max}$  [°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]

El arreglo fotovoltaico está compuesto por un conjunto de paneles solares fotovoltaicos, cada panel está conformado por módulos fotovoltaicos y cada módulo a su vez, es la combinación de celdas fotovoltaicas [27]. En este trabajo para referirse a todo el arreglo fotovoltaico se utiliza número de módulos en serie y paralelo por facilidad [29].

- Ejemplo de cálculo

Para el ejemplo de cálculo se toma los datos de [28] y [29], que están presentados en la Tabla 3.9 e  $irrad = 86,76 [W/m^2]$  obtenido en la sección 3.3.2.3 y se procede a realizar el cálculo de la potencia de salida de los paneles solares fotovoltaicos

**Tabla 3.9.** Parámetros de los paneles solares fotovoltaicos

Parámetro	Valor
$P_{PV,ST}$	165 [W]
$T_{amb}$	20 [°C]
$C_i$	0,5 [%/°C]
$NOCT$	45,5 [°C]
$N_{PVs}$	72 módulos
$N_{PVp}$	1 módulos



$$T_j = 20 + \frac{86,76}{800} \cdot (45,5 - 20) = 22,765 [^{\circ}C]$$

$$P_{PV} = \left[ 165 \cdot \frac{86,76}{1000} \cdot [1 - 0,005 \cdot (22,765 - 25)] \right] \cdot 72 \cdot 1 = 1042,226 [W]$$

Con la potencia disponible que entregan los aerogeneradores y paneles solares fotovoltaicos ahora si es posible la solución del problema del despacho económico como se plantea a continuación.

### 3.3.4. Planteamiento del problema del Despacho Económico en un sistema híbrido

La función objetivo es la reducción de costos sujeta a restricciones de seguridad donde se garantiza que el Sistema Eléctrico de Potencia en análisis se comporte dentro de los parámetros de seguridad. El OPF utilizado para la realización del Despacho Económico se muestra a continuación.

$$FO = \text{Min} \left[ \sum_{i=1}^n Co_i \cdot (PG_{i,t}) \right]$$

**Ecuación 3.16.** Función Objetivo

Sujeto a:

$$P_l^{min} \leq PG_l \leq P_l^{max}$$

**Ecuación 3.17.** Restricción de límites de potencia activa

$$Max\_load_d = [porcentaje]$$

**Ecuación 3.18.** Límites de flujo

$$V_j^{min} \leq V_j \leq V_j^{max}$$

**Ecuación 3.19.** Restricción de límites de Voltaje

$$\sum_{i=1}^M PG_{i,t} + \sum_{k=1}^N w_{k,t} + \sum_{e=1}^T pv_{e,t} = L_t$$

**Ecuación 3.20.** Balance de potencia

Siendo:

$PG_{i,t}$ : Potencia de los generadores térmicos en el instante  $t$

$Co_i$ : Función de costos lineal de los generadores térmicos

$P_l^{min}$  y  $P_l^{max}$ : Límites de potencia activa de los generadores térmicos

$V_j^{min}$  y  $V_j^{max}$ : Límites de voltajes de barras

$W_{k,t}$ : Potencia de los generadores eólicos en el instante  $t$

$pv_{e,t}$ : Potencia de las plantas solares fotovoltaicas en el instante  $t$

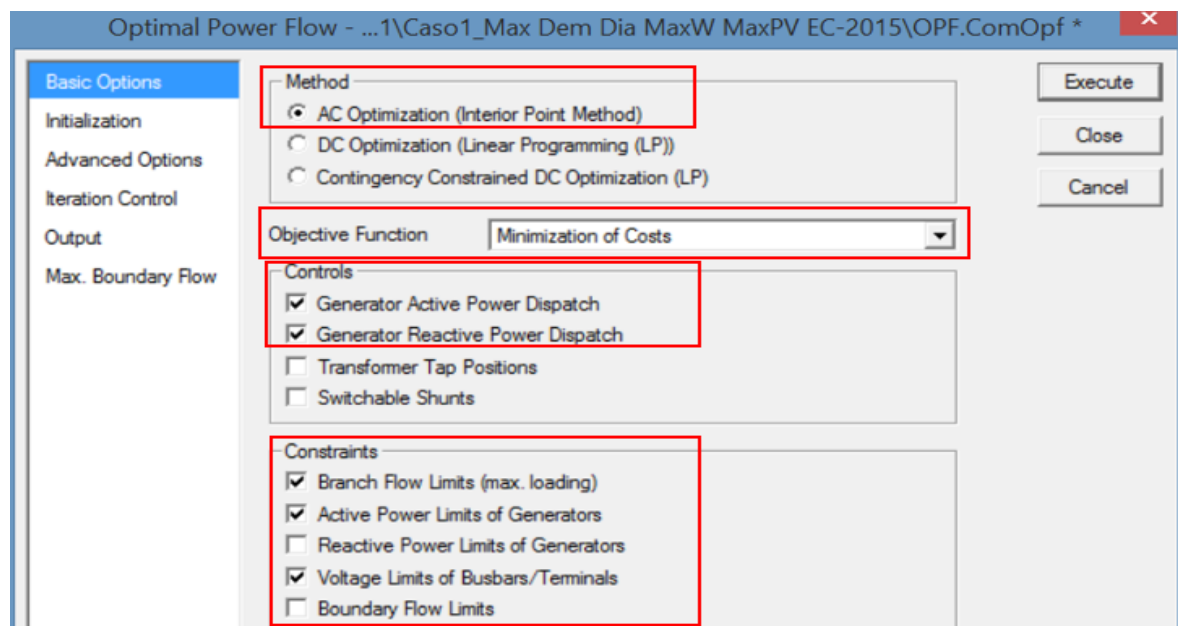
$N$ : Número de generadores térmicos

$M$ : Número de generadores eólicos

$T$ : Número de plantas solares fotovoltaicas

$L_t$ : Curva de carga horaria

De acuerdo con las Ecuaciones presentadas, el OPF en DlgSILENT Power Factory debe ser configurado de la siguiente manera:



**Figura 3.15.** Configuración del OPF para la minimización de costos sujeto a restricciones

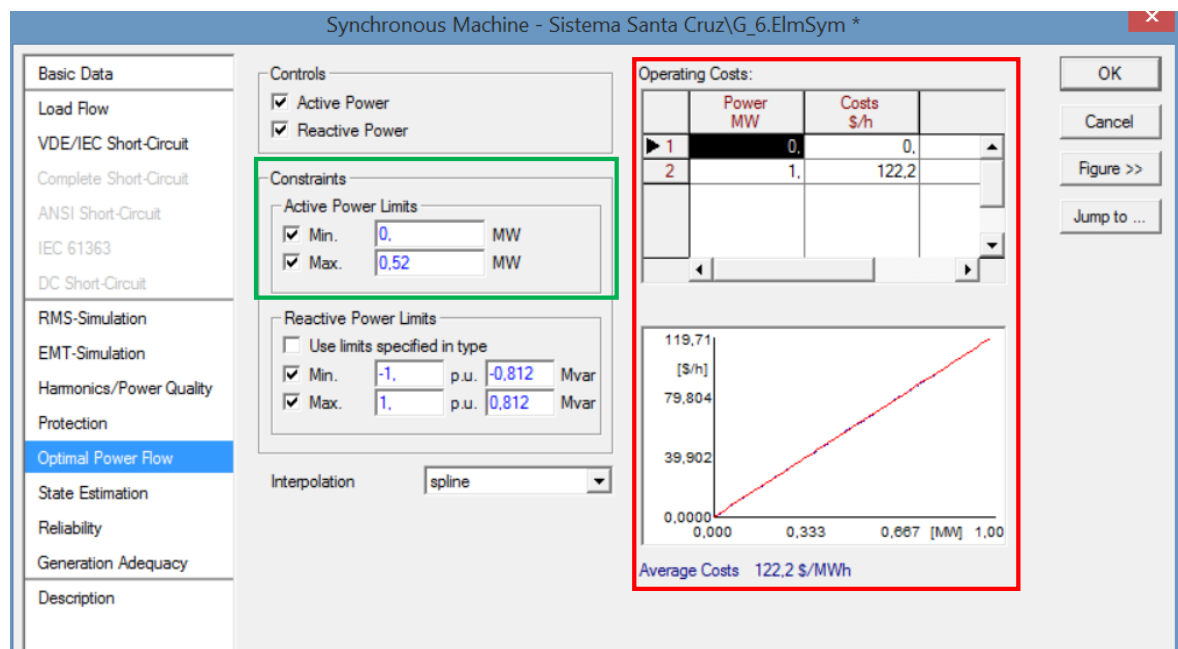
La figura anterior muestra la función objetivo, las variables de control, las restricciones y el método elegido para la realización del OPF.

A continuación se presenta una descripción de una de las Ecuaciones utilizadas para la realización del Despacho Económico y su forma de configuración en DlgSILENT Power Factory.

- Función Objetivo (Ecuación 3.16)

El tipo de generación eléctrica que puede ser considerada dentro de la función objetivo para la minimización de costos es aquella que puede ser controlada automáticamente a una salida fija (carga) como: la generación térmica e hidroeléctrica. Las plantas de generación solar fotovoltaica y eólica en el software DIgSILENT Power Factory no pueden ser consideradas dentro de la función objetivo, esto se debe a que ellas se encuentran definidas como fuentes de generación estáticas dentro de la programación debido a su naturaleza estocástica o más claro aún porque su salida de potencia depende de alguna condición ambiental (radiación solar - velocidad del viento).

Teniendo claro lo que sucede con las fuentes estáticas ahora se procede con la configuración de costos de los generadores térmicos. Cada generador térmico puede ser configurado con una función de costos diferente y esto dependerá en gran parte de los datos disponibles que se tengan de cada uno, en la Figura 3.16 se presenta un ejemplo de configuración de costos de un generador térmico (rojo).



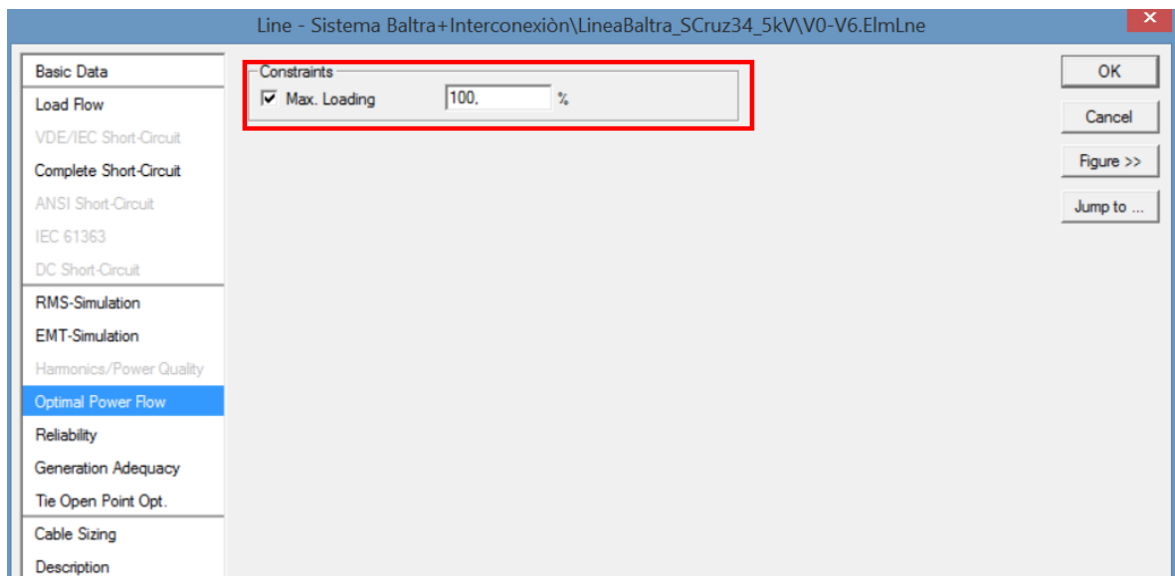
**Figura 3.16.** Configuración de costos de generadores térmicos

- Límites de Potencia Activa (Ecuación 3.17)

Para cada generador térmico se pueden especificar restricciones de límites de potencia donde es seguro la operación como lo presentado en la Figura 3.16 (verde).

- Límites de flujo (Ecuación 3.18)

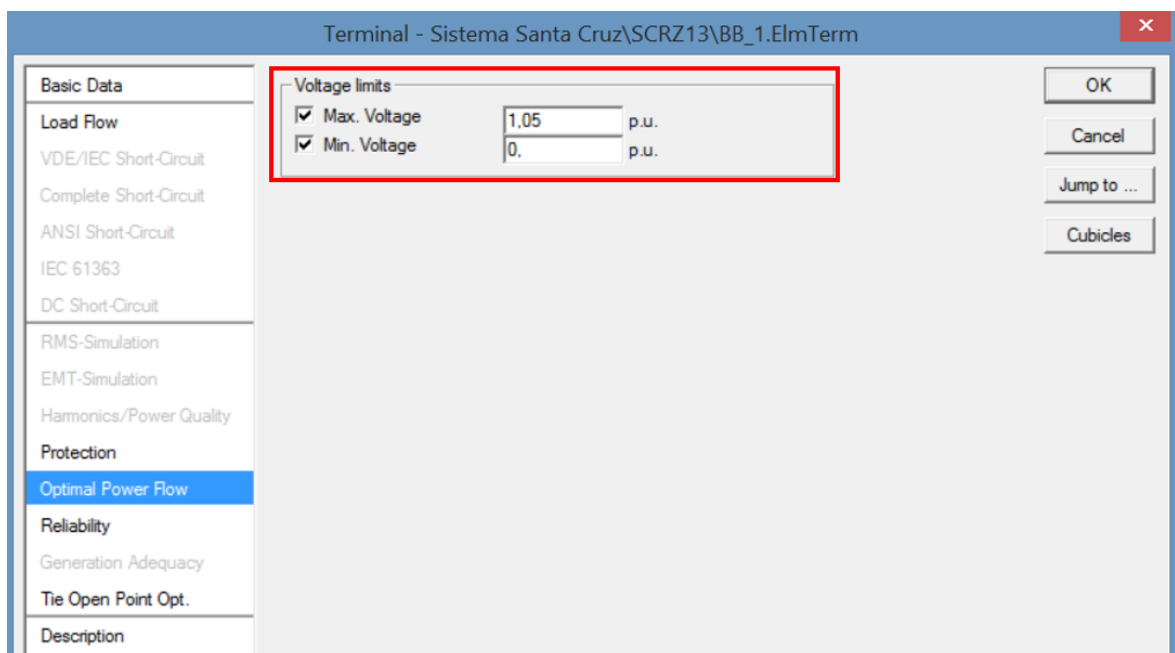
En esta restricción se debe especificar un valor máximo de carga en el elemento (líneas – transformadores) en [%] como se presenta en la Figura 3.17.



**Figura 3.17.** Configuración de máxima carga

- Límites de Voltaje de barras (Ecuación 3.19)

Los límites de voltajes permitidos en las barras se pueden especificar de forma individual como se observa en la Figura 3.18.



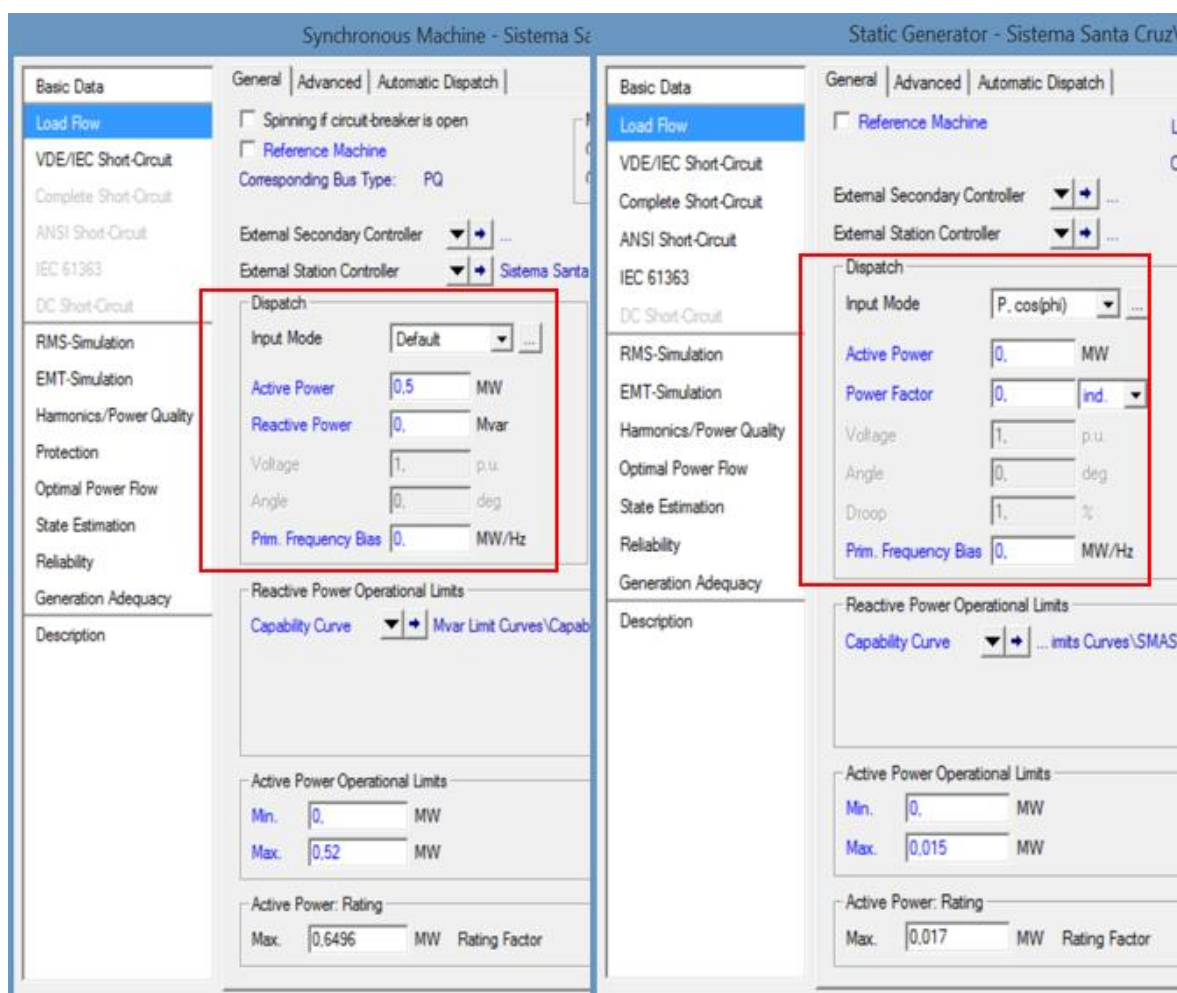
**Figura 3.18.** Configuración de límites de voltaje

- Balance de potencia (Ecuación 3.20)

Esta restricción no se encuentra en la ventana principal del OPF Figura 3.15, ya que es una consideración interna que realiza DIgSILENT Power Factory.

En la Figura 3.19 se puede observar que las máquinas síncronas (generación térmica) y los generadores estáticos (generación eólica y solar) tienen dentro de su ventana de configuración (Load Flow) un recuadro denominado “Dispatch” donde:

- Las máquinas síncronas entregan potencia de acuerdo con la Función Objetivo (Minimización de costos).
- Las fuentes estáticas entregan toda la potencia que tengan disponible de acuerdo con la predicción de las variables estocásticas como se explicó en la sección 3.3.3, en cada hora se inicializarán valores de potencia disponible (Active Power) lo cual es posible mediante la programación en el entorno DPL.



**Figura 3.19.** Máquina síncrona y generador estático “Despacho”

Con las consideraciones realizadas de las máquinas sincrónicas y los generadores estáticos, se puede concluir el análisis de restricción del balance de potencia diciendo que esta restricción se cumple internamente donde en primer lugar los generadores estáticos entregan todo lo que tienen disponible en ese instante a la carga, para finalmente completar la demanda que no fue cubierta por ellos con la generación de las máquinas sincrónicas mediante la aplicación del OPF teniendo siempre en cuenta la minimización de costos (FO).

Finalmente con la configuración ya realizada de la función objetivo y las restricciones, para poder utilizar el modelo presentado dentro de la programación del DPL se debe llamar a la función escribiendo el código "OPF.Execute ();" y como resultado se obtendrá el despacho económico del sistema eléctrico de la hora sometida al análisis.

### **3.3.5. Resumen del Desarrollo del Algoritmo**

Se presenta un resumen de los pasos a seguir para la obtención del Despacho Económico de un Sistema Híbrido térmico-eólico-solar fotovoltaico.

1. Ingreso en Excel de datos históricos horarios de velocidad del viento y radiación solar de al menos 3 años de una temporada escogida.
2. Cálculo de parámetros de las funciones de distribución, valor medio, desviación estándar, factor de escala, factor de forma para cada hora.
3. Cálculo del RMSE para determinar que función de distribución es la más adecuada entre Weibull y Normal para la velocidad del viento y radiación solar.
4. Almacenamiento de los parámetros de las pdf y datos de carga y temperatura ambiente en una hoja de Excel que serán importados por el DPL de DigSILENT Power Factory.
5. Ingreso del sistema híbrido que conste de generación térmica, eólica y solar fotovoltaica.
6. En DPL generación de números pseudo-aleatorios uniformemente distribuidos entre [0-1] y con la inversa de la función de la velocidad del viento y radiación solar realizar 20.000 simulaciones para cada hora.
7. De cada hora se obtiene un valor esperado de las simulaciones realizadas y con ese valor se determina la potencia horaria de los aerogeneradores y paneles solares fotovoltaicos conjuntamente con los datos técnicos de cada uno.

8. Simulación de un flujo de potencia para determinar si el sistema converge o no, si el sistema no converge relajar las variables.
9. Realizar el OPF de 24 horas.
10. Presentación y análisis de resultados.

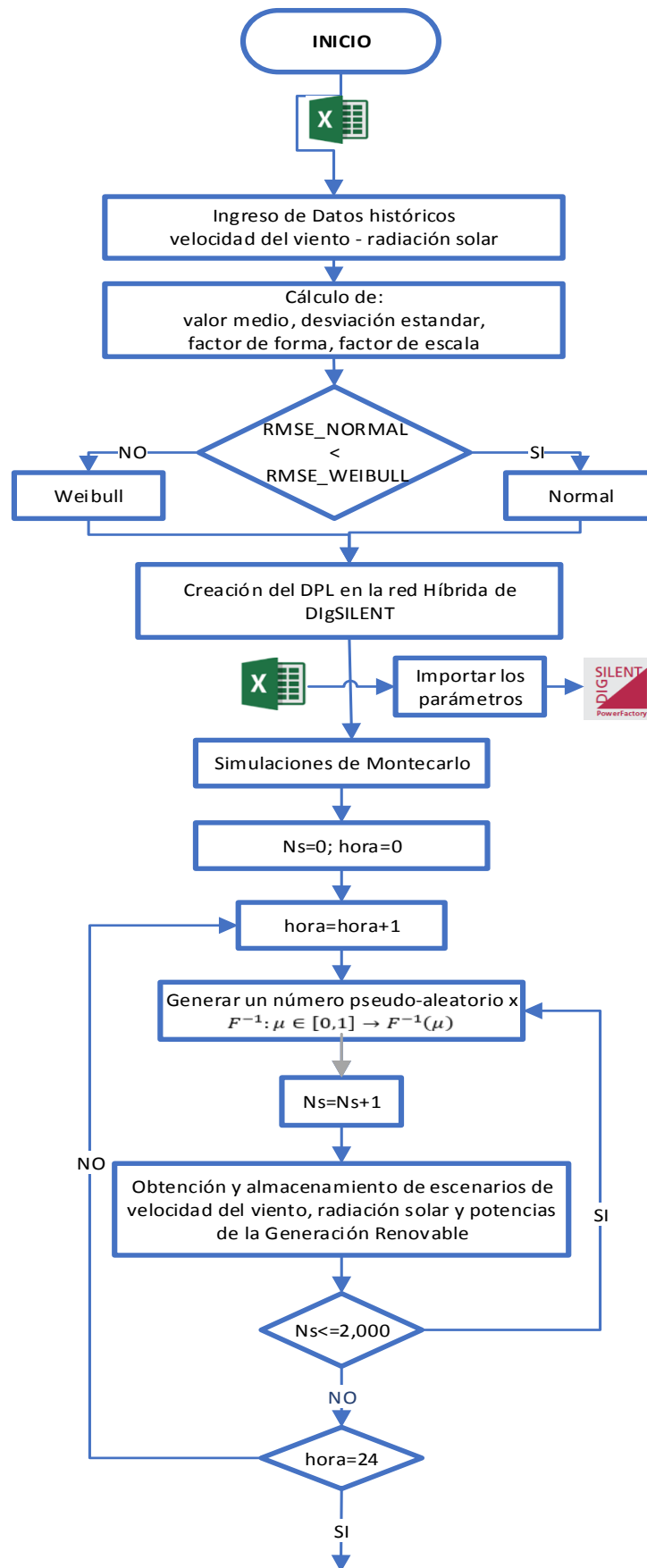
**Nota:** El paso 1, 2, 3 y 4 se lo realiza en Macros de Excel tanto para velocidad del viento como para la radiación solar.

### **3.4. Procedimiento para el Análisis Probabilístico de las Simulaciones**

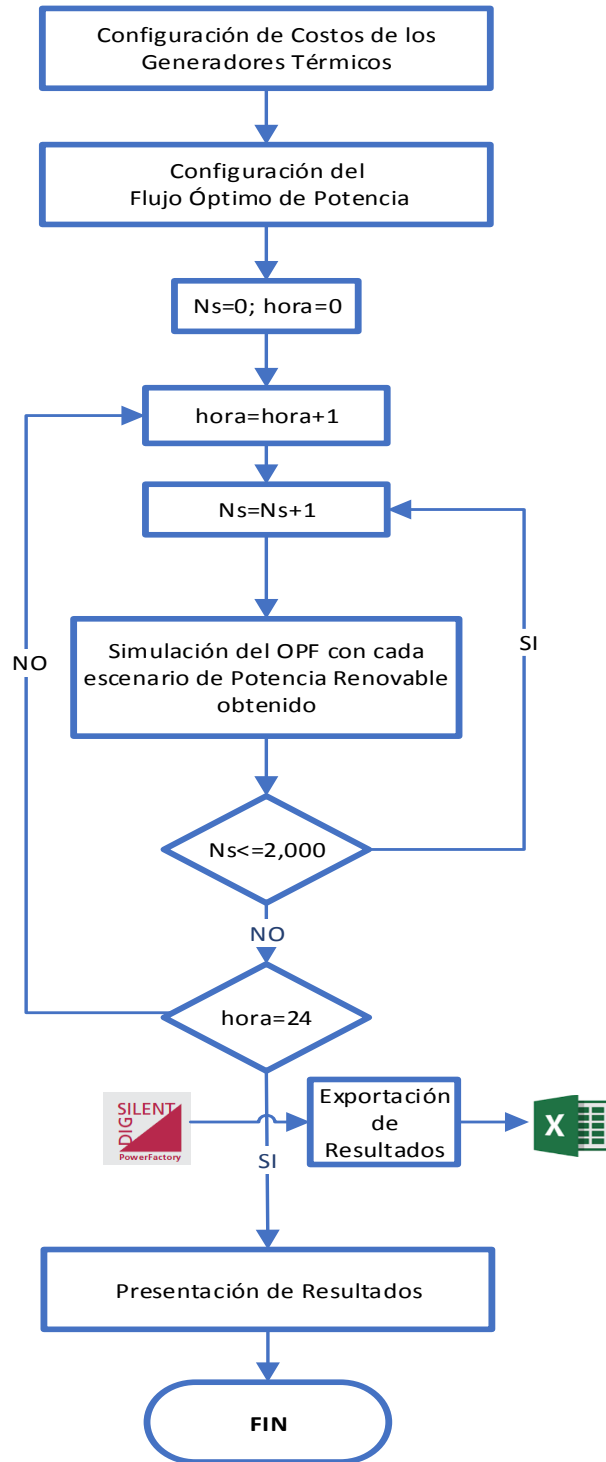
En esta sección se explica el procedimiento utilizado para la obtención del comportamiento aleatorio al aplicar el MSM y la realización de los OPF en cada una de las simulaciones, con el objetivo de realizar un análisis de los valores obtenidos mediante histogramas.

#### **3.4.1. Diagrama de Flujo**

En el siguiente diagrama de flujo de la Figura 3.20, se presentan los pasos necesarios que permitirán el análisis probabilístico del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra, al aplicar el MSM y la realización de OPF en cada una de las simulaciones.







**Figura 3.20.** Diagrama de flujo para el análisis estadístico del Sistema Híbrido, desarrollado en Excel y DigSilent Power Factory

De la figura anterior, los cambios con el diagrama de flujo de la Figura 3.10 son, el número de simulaciones y la realización de tantos escenarios obtenidos con el MSM como OPF para las 24 horas, por lo que los ejemplos de cálculo realizados de la sección 3.3.1 a la 3.3.4 son válidos también para este procedimiento.

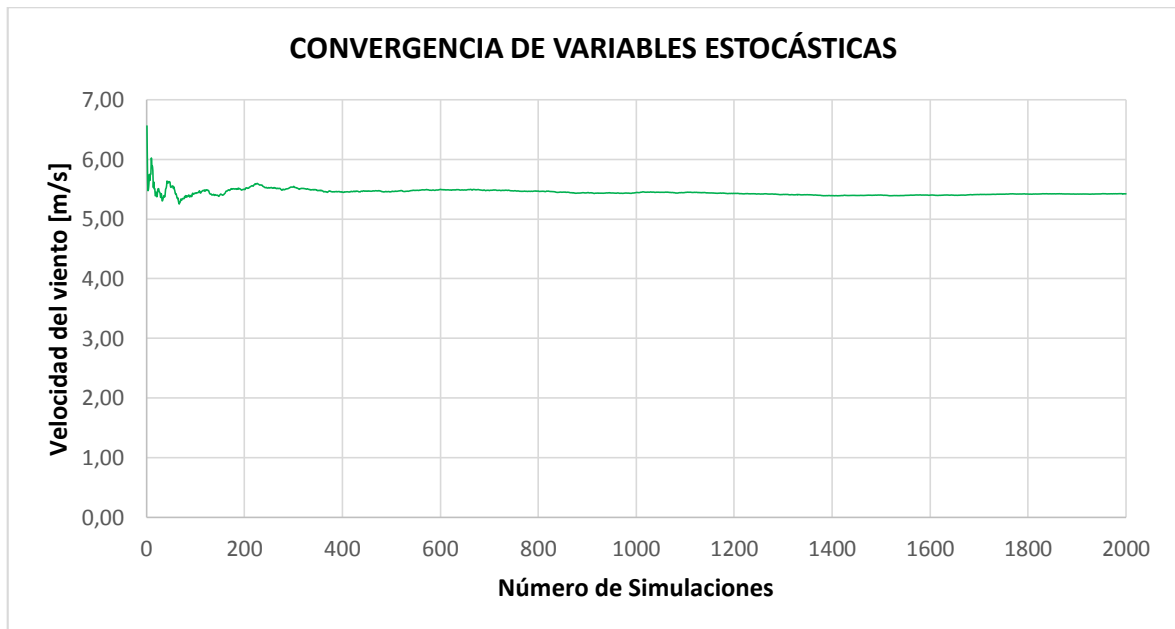
- Número de simulaciones

El número de simulaciones para la realización del MSM y los OPF para este estudio se lo ha considerado igual a  $N_s=2,000$ , tanto para el cálculo del valor más esperado de velocidad del viento como de radiación solar. Como se mencionó en la sección 3.3.2.1 con valor alto de simulaciones la convergencia está asegurada, pero al reducir el número de simulaciones es necesario comparar los valores obtenidos luego de realizar las 2,000 y 20,000 simulaciones. Para el análisis se utilizan los mismos valores del ejemplo presentado en la sección 3.3.2.2, en la Tabla 3.10 se presentan los valores obtenidos de acuerdo al número de simulaciones, donde se observa que son valores que difieren muy poco entre ellos

**Tabla 3.10.** Valor esperado de acuerdo al número de simulaciones

Ns	Valor Esperado
2,000	5,421
20,000	5,409

En la Figura 3.21, gráficamente se observa que el número de simulaciones es adecuado y resulta con la convergencia de las  $N_s$  simulaciones al aplicar la Ecuación 3.8.



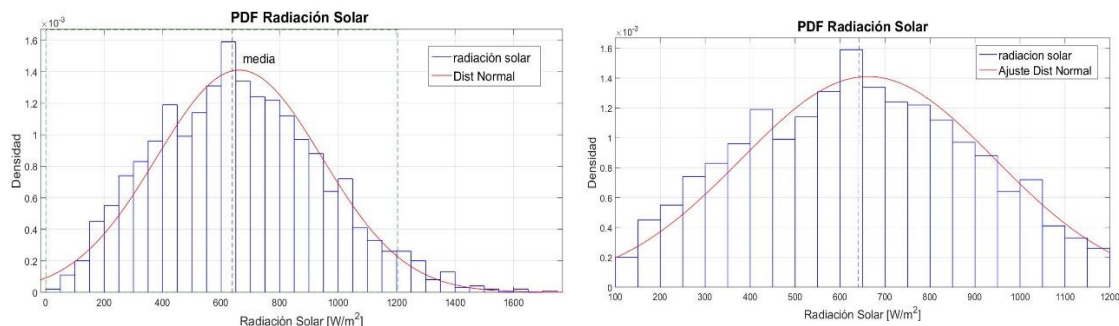
**Figura 3.21.** Convergencia de las simulaciones

- Limitación de los valores máximos y mínimos obtenidos de radiación solar al aplicar el MSM

En el presente trabajo de titulación se realiza una limitación de los valores máximos y mínimos de radiación solar que salen fuera del rango, es decir si el valor de radiación solar obtenido de las Simulaciones de Montecarlo es mayor a 1200 [W/m<sup>2</sup>] y menor 0 [W/m<sup>2</sup>], la potencia que entregaría el parque solar fotovoltaico es ajustado a un valor de 0 [MW]. El valor máximo considerado para la limitación se debe a que en la superficie de la tierra, en un día claro la radiación solar está entre 1000 – 1200 [W/m<sup>2</sup>], intervalo que depende de factores como la neblina [30].

#### – Ejemplo de limitación de la PDF

En la Figura 3.22 se presentan dos histogramas, uno donde los valores aleatorios superan el límite establecido y otro donde se ha limitado el rango de observación, para representar la limitación de la pdf entre 0 - 1200 [W/m<sup>2</sup>].



**Figura 3.22. PDF real y PDF limitada**

### 3.4.2. Resumen del diagrama de flujo

Se presenta un resumen de los pasos a seguir para la obtención del Despacho Económico estocástico de un Sistema Híbrido térmico-eólico-solar fotovoltaico.

1. Ingreso en Excel de datos históricos horarios de velocidad del viento y radiación solar de al menos 3 años de una temporada escogida.
2. Cálculo de parámetros de las funciones de distribución, valor medio, desviación estándar, factor de escala, factor de forma para cada hora.
3. Calculo del RMSE para determinar que función de distribución es la más adecuada entre Weibull y Normal para la velocidad del viento y radiación solar.

4. Almacenamiento de los parámetros de las pdf y datos de carga y temperatura ambiente en una hoja de Excel que serán importados por el DPL de DIgSILENT Power Factory.
5. Ingreso del sistema híbrido que conste de generación térmica, eólica y solar fotovoltaica.
6. En DPL generación de números pseudo-aleatorios uniformemente distribuidos entre [0-1] y con la inversa de la función de distribución acumulada de la velocidad del viento y radiación solar realizar 2.000 simulaciones para cada hora.
7. De cada hora y por cada simulación se calculan las potencias entregadas de los aerogeneradores y paneles solares fotovoltaicos conjuntamente con los datos técnicos de cada uno.
8. Simulación de un flujo de potencia para determinar si el sistema converge o no, si el sistema no converge relajar las variables.
9. Realizar el OPF incluyendo cada uno de los escenarios obtenidos de Potencia Renovable por las 24 horas.
10. Presentación y análisis de resultados.

**Nota:** El paso 1, 2, 3 y 4 se lo realiza en Macros de Excel tanto para velocidad del viento como para la radiación solar.

## **4. APLICACIÓN DEL ALGORÍTMO EN UN SISTEMA REAL Y ANÁLISIS DE RESULTADOS**

### **4.1. Descripción del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra [31]**

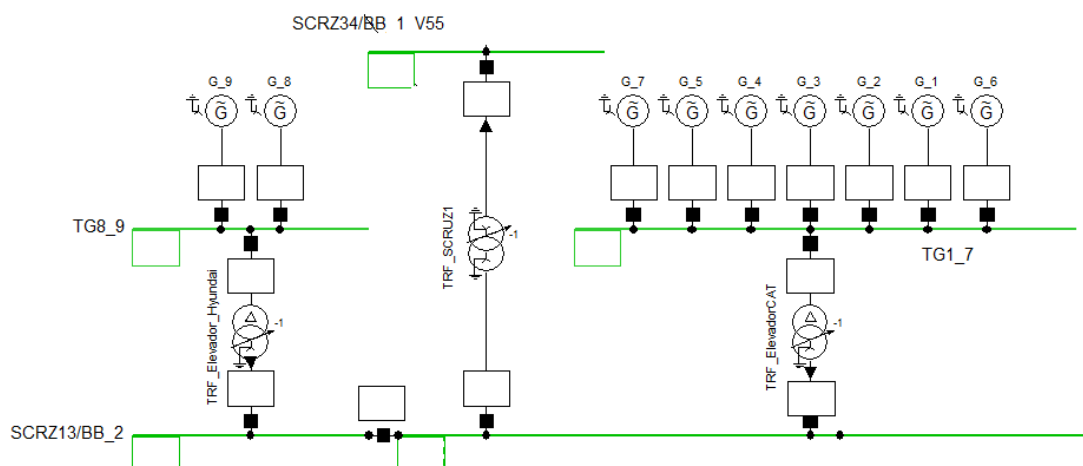
El Sistema de Generación Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra está ubicado en el Archipiélago de Galápagos, en el ANEXO I se presenta el diagrama unifilar del Sistema Híbrido con los niveles de voltaje debidamente especificados y a continuación se explica cómo se encuentra constituido. Los datos e imágenes presentadas a continuación del sistema fueron proporcionados por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador luego de la correspondiente gestión ante la Subsecretaría de Energía Renovable y Eficiencia Energética.

#### **4.1.1. Generación**

Está compuesto por tres tipos de generación: térmica, eólica, solar fotovoltaica y cuenta con almacenamiento en banco de baterías. En el presente trabajo de Titulación no se toma en cuenta para el análisis el almacenamiento en banco de baterías presentes en el sistema híbrido.

##### **4.1.1.1. Generación térmica**

Dispone de una potencia total efectiva de 7,25 [MW] de generación térmica y está conformada por 9 generadores ubicados en Puerto Ayora como se presenta en la Figura 4.1, los generadores del 1 al 7 están conectados a la barra TG1-7 y al transformador elevador TFR\_ElevadorCAT, los generadores 9 y 8 están conectados a la barra TG8-9 y al transformador elevador TFR\_Elevador\_Hyundai y todo el sistema de generación térmica está conectado a la barra SCRZ13/BB\_2 de 13.8 [kV].



**Figura 4.1.** Generadores Térmicos de Puerto Ayora

Las características de los generadores térmicos así como de los transformadores elevadores a los que se conectan se presentan en las Tablas 4.1 y 4.2 respectivamente.

**Tabla 4.1.** Características de los generadores térmicos

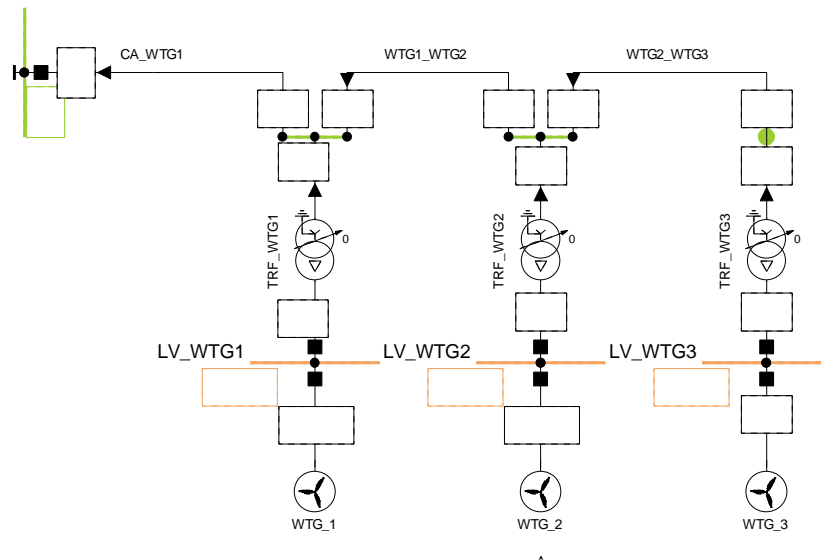
GENERADOR	MARCA	Pn [kW]	Sn [MVA]	Conexión
G-1	CATERPILLAR	650	0,812	YN
G-2	CATERPILLAR	650	0,812	YN
G-3	CATERPILLAR	650	0,812	YN
G-4	CATERPILLAR	650	0,812	YN
G-5	CATERPILLAR	1100	1,375	YN
G-6	CATERPILLAR	650	0,812	YN
G-7	CATERPILLAR	910	1,375	YN
G-8	HYUNDAI	1700	2,127	YN
G-9	HYUNDAI	1700	2,127	YN

**Tabla 4.2.** Características de transformadores de generadores térmicos

TRANSFORMADOR	MARCA	Voltaje lado HV [kV]	Voltaje lado LV [kV]	Conexión H/L
TRF_ElevadorCAT	CATERPILLAR	13,8	4,16	YN d5
TRF_Elevador_Hyundai	HYUNDAI	13,8	4,16	YN d5

#### 4.1.1.2. Generación eólica

Cuenta con un parque eólico ubicado en Baltra, con una potencia total instalada de 2,25 [MW] y está compuesto por 3 aerogeneradores de similares características conectados cada uno a transformadores elevadores TRF\_WTG1, TRF\_WTG2 y TRF\_WTG3 los cuales llegan hasta el cuarto de acople como se puede observar en la Figura 4.2.

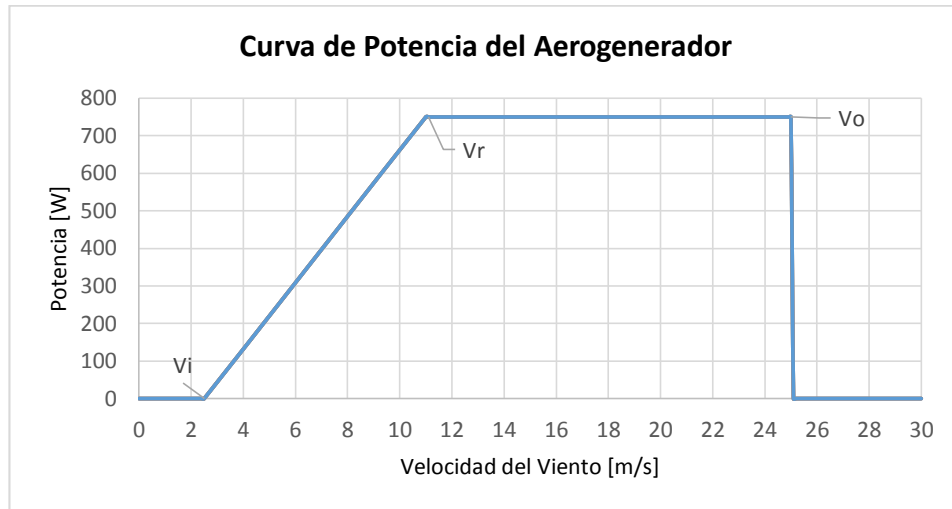


**Figura 4.2.** Parque eólico

Las características técnicas del parque eólico se presentan en la Tabla 4.3, en la Figura 4.3 se observa la curva de potencia vs velocidad del viento del aerogenerador y la característica de los transformadores se presentan en la Tabla 4.4.

**Tabla 4.3.** Características de los aerogeneradores

Parámetro	Valor
Potencia Nominal	750 [kW]
Diámetro 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 4.3.** Curva de Potencia del aerogenerador de Baltra

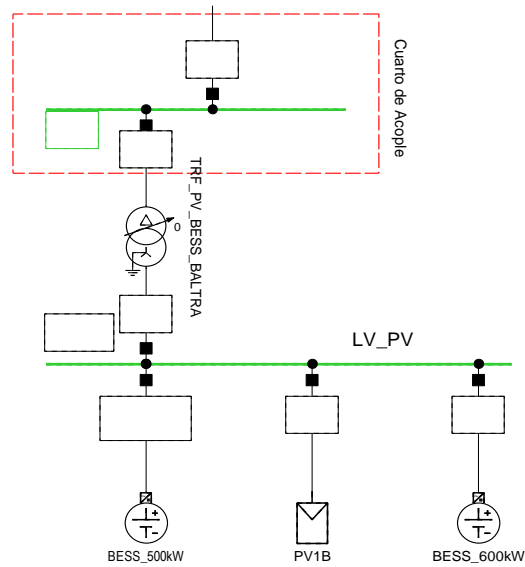
**Tabla 4.4.** Características de los transformadores elevadores del parque eólico

TRANSFORMADOR	Voltaje lado HV [kV]	Voltaje lado LV [kV]	Conexión H/L
TRF_WTG1			
TRF_WTG2	13,8	0,69	YNd1
TRF_WTG3			

#### 4.1.1.3. Parque solar fotovoltaico y almacenamiento en banco de baterías Baltra

El sistema solar fotovoltaico se encuentra ubicado en la Isla Baltra. El parque fotovoltaico posee una potencia de 65 [kWp] y un sistema de almacenamiento (Ión-Litio + Plomo Ácido). Tanto el parque fotovoltaico como el banco de baterías de Baltra presentan en su modelación una conexión directa a una barra LV\_PV, mediante la cual todo el sistema se conecta a un transformador elevador TRF\_PVBESS\_BALTRA el cual a su vez se conecta al cuarto de acople como se puede observar en la Figura 4.4. En las Tablas de la 4.5 a la 4.7 se presentan las características de los paneles solares, baterías y del transformador elevador respectivamente.





**Figura 4.4.** Parque solar fotovoltaico y almacenamiento en banco de baterías Baltra

**Tabla 4.5.** Características de los paneles solares fotovoltaicos Baltra

Parámetro	Valor
$P_{PV,ST}$	250 [W]
$C_i$	0,00469 [°C]
$NOCT$	48 [°C]
$N_{PVs}$	1 módulos
$N_{PVp}$	260 módulos

De la Tabla 4.5 la información de los parámetros  $C_i$ ,  $N_{PVs}$  y  $N_{PVp}$  no fueron proporcionados, sin embargo para la realización de este trabajo se los asume de la siguiente forma:

- El parámetro  $C_i$  se toma del modelo de paneles fotovoltaicos BJP-250PC con un valor de 0,469 [%/°C], los cuales pertenecen al mismo fabricante de los paneles que se encuentran instalados en el Sistema Híbrido de la Isla Santa Cruz y Baltra.
- Para el número de módulos en serie ( $N_{PVs}$ ) se asume un valor igual a 1 por facilidad, dicho valor no afecta al cálculo del número total de módulos fotovoltaicos. Para el cálculo del número de módulos en paralelo ( $N_{PVp}$ ) se lo realiza de la siguiente manera:

$$N_{PVtotal} = N_{PVs} * N_{PVp}$$

$$N_{PVtotal} = 1 * N_{PVp}$$

$$N_{PVtotal} = N_{PVp}$$

**Ecuación 4.1.** Cálculo del número de módulos fotovoltaicos totales del arreglo

$$P_{PVtotal} = P_{PV,ST} * N_{PVtotal}$$

$$65 [kW] = 250[W] * N_{PVtotal}$$

$$N_{PVtotal} = 260 \text{ módulos}$$

**Ecuación 4.2.** Cálculo del número de módulos fotovoltaicos en paralelo

Al aplicar el resultado de la Ecuación 4.1 en la Ecuación 4.2 se obtiene que el número de módulos fotovoltaicos en paralelo  $N_{PVp}$  es igual a 260.

**Tabla 4.6.** Características de las baterías ubicadas en Baltra

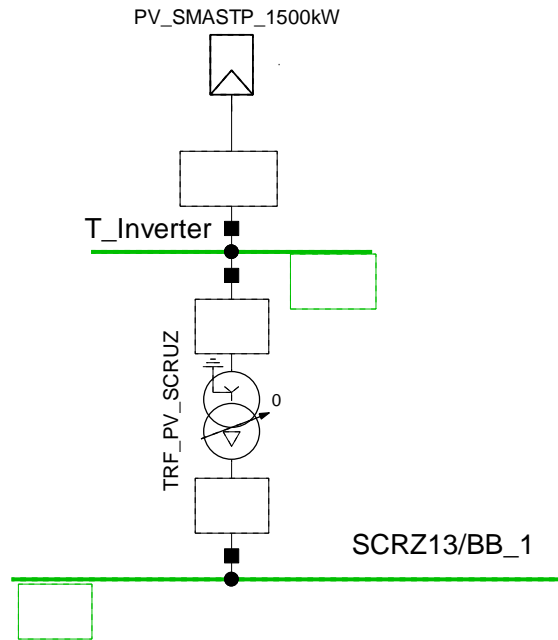
Parámetro	Plomo-Acido	Ion de Litio
Potencia máxima	500 [kW]	500 [kW]
Capacidad máxima	4032 [kWh]	268 [kWh]

**Tabla 4.7.** Características de los transformadores elevadores del sistema solar fotovoltaico y banco de baterías en Baltra

TRANSFORMADOR	Voltaje lado HV [kV]	Voltaje lado LV [kV]	Conexión H/L
TRF_PV_BESS_BALTRA	13,8	0,48	Dyn5

#### 4.1.1.4. Parque solar fotovoltaico Puerto Ayora

Este sistema solar fotovoltaico que se encuentra ubicado en la Isla Santa Cruz tiene una potencia de 1,5 [MWp] y se encuentra conectado a un transformador elevador como se presenta en la Figura 4.5. En la Tabla 4.8 y la Tabla 4.9 se presentan las características del transformador y de los paneles solares fotovoltaicos respectivamente.



**Figura 4.5.** Parque solar fotovoltaico Puerto Ayora

**Tabla 4.8.** Características del transformador elevador del sistema solar fotovoltaico Puerto Ayora

TRANSFORMADOR	Voltaje lado HV [kV]	Voltaje lado LV [kV]	Conexión H/L
TRF_PV_BEES_BALTRA	13,8	0,4	D YN5

**Tabla 4.9.** Características de los paneles solares fotovoltaicos Puerto Ayora

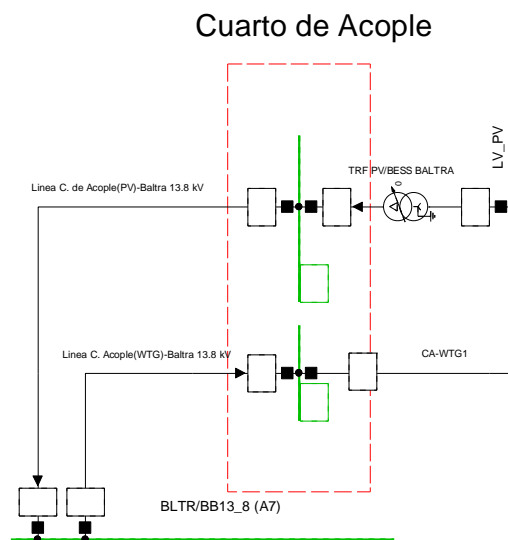
Parámetro	Valor
$P_{PV,ST}$	250 [W]
$C_i$	0,00469 [°C]
$NOCT$	48 [°C]
$N_{PVs}$	1 módulos
$N_{PVp}$	6000 módulos

De la Tabla 4.9 la información de los parámetros  $C_i$ ,  $N_{PVs}$  y  $N_{PVp}$  no fueron proporcionados, sin embargo para la realización de este trabajo se los obtiene de igual manera como se obtuvieron las características de los paneles fotovoltaicos de Baltra en la sección 4.1.1.3.

- El parámetro  $C_i$  se toma del modelo de paneles fotovoltaicos BJP-250PC con un valor de 0,469 [%/°C].
- Para el número de módulos en serie ( $N_{PVs}$ ) se asume un valor igual a 1 y se utilizan las Ecuaciones 4.1 y 4.2 dando como resultado que el número de módulos fotovoltaicos en paralelo ( $N_{PVp}$ ) es igual a 6000.

#### 4.1.2. Cuarto de acople

En Baltra se encuentra un cuarto de acople que integra la generación eólica de la línea CA-WTG1 con la generación solar fotovoltaica y almacenamiento en banco de baterías con el transformador TRF PV/BESS BALTRA como se muestra en la Figura 4.6.

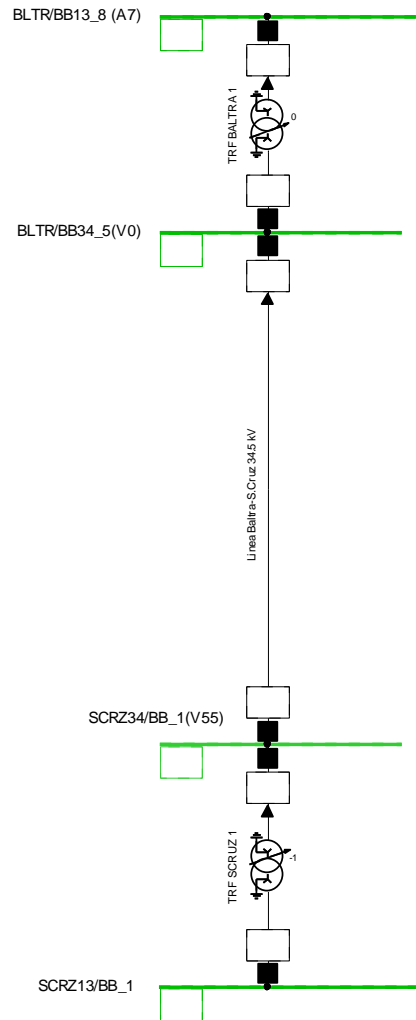


**Figura 4.6.** Cuarto de acople

#### 4.1.3. Línea de interconexión (Baltra-Santa Cruz)

Los sistemas de generación ubicados en Baltra y Santa Cruz están interconectados mediante la línea de subtransmisión de 34,5 [kV] de 50 [Km] de longitud, su funcionalidad se centra en la integración del parque eólico, fotovoltaico y acumulación en banco de baterías ubicadas en la Isla Baltra con la S/E Puerto Ayora, lo que permite cubrir en buena parte la demanda del cantón Santa Cruz. Como se aprecia en la Figura 4.7, cada extremo de la línea se conecta a un transformador TFR\_BALTRA1 y TFR\_SCRUZ1 cuyas características se presentan en la Tabla 4.10.

En la topología de la línea de subtransmisión hay tramos de diferentes líneas (línea aérea, cable submarino y cable subterráneo).



**Figura 4.7.** Línea de subtransmisión y cuarto de acople

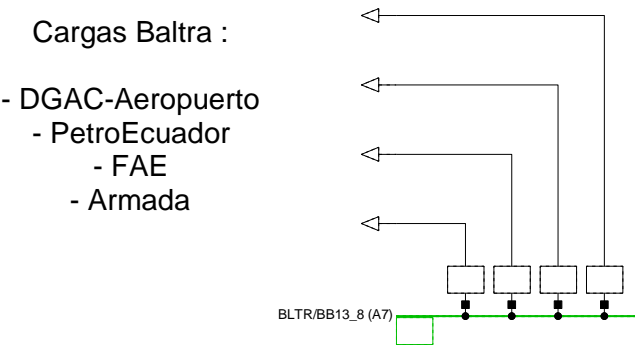
**Tabla 4.10.** Características de los transformadores ubicados en los extremos de la línea de subtransmisión

TRANSFORMADOR	Voltaje lado HV [kV]	Voltaje lado LV [kV]	Conexión H/L
TRF_BALTRA1	34,5	13,8	YN-yn0
TRF_SCRUIZ1	34,5	13,8	YN-yn0

#### 4.1.4. Cargas

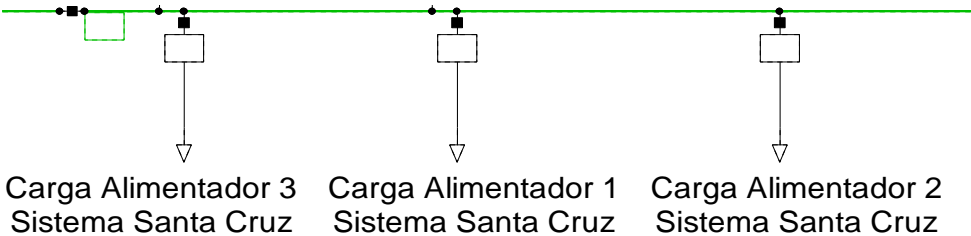
Como se muestra en la Figura 4.8 Baltra cuenta con un sistema de 4 cargas que son, Aeropuerto, Petro\_Ecuador, FAE y Armada. Para la realización del presente trabajo estas cargas se combinan en una sola de nombre Cargas Baltra debido a que no se dispone de

información horaria de cada una de las cargas si no que la información disponible es de todo el conjunto de las 4 cargas.



**Figura 4.8.** Sistema de cargas Baltra

Como se muestra en la Figura 4.9 Santa Cruz cuenta con un sistema de 3 cargas que son, Carga Alimentador 1, Carga Alimentador 2 y Carga Alimentador 3. Para la realización del presente trabajo estas cargas se combinan en una sola de nombre Cargas Santa Cruz debido a que no se dispone de información horaria de cada una de las cargas si no que la información disponible es de todo el conjunto de las 3 cargas.



**Figura 4.9.** Sistema de cargas Santa Cruz

En las Tablas 4.11 y 4.12 se presentan los valores de carga diarios del mes de Abril (época de calor) y Diciembre (época de frío) de los sistemas de carga Santa Cruz y Baltra respectivamente.

**Tabla 4.11.** Datos de carga horaria del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra  
del mes de Abril

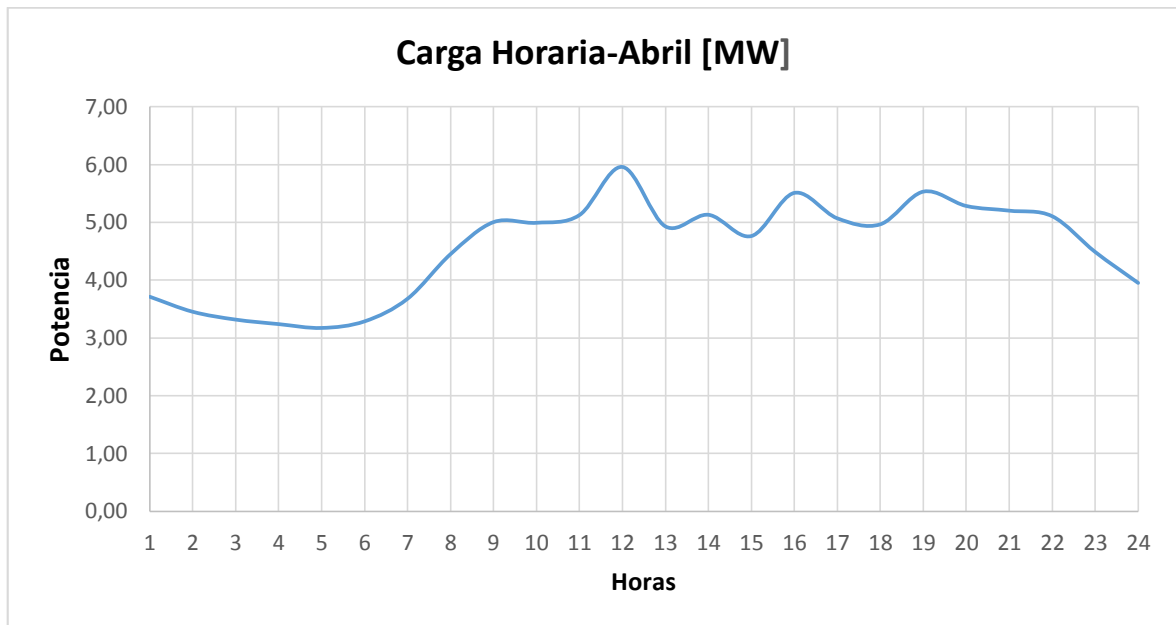
HORA	CARGA SANTA CRUZ [MW]	CARGA BALTRA [MW]	CARGA TOTAL [MW]
1	2,264	1,449	3,713
2	2,212	1,240	3,453
3	2,187	1,130	3,317
4	2,201	1,038	3,239
5	2,242	0,930	3,172
6	2,829	0,458	3,287
7	3,147	0,531	3,678
8	3,404	1,046	4,450
9	3,562	1,441	5,003
10	3,677	1,315	4,992
11	3,916	1,210	5,126
12	3,793	2,165	5,958
13	3,862	1,067	4,930
14	4,034	1,096	5,130
15	4,001	0,761	4,762
16	3,858	1,651	5,509
17	3,746	1,323	5,069
18	4,109	0,857	4,966
19	3,901	1,630	5,531
20	3,821	1,462	5,283
21	3,119	2,083	5,202
22	2,909	2,196	5,105
23	2,580	1,907	4,487
24	2,35	1,60	3,95

**Tabla 4.12.** Datos de carga horaria del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra  
del mes de Diciembre

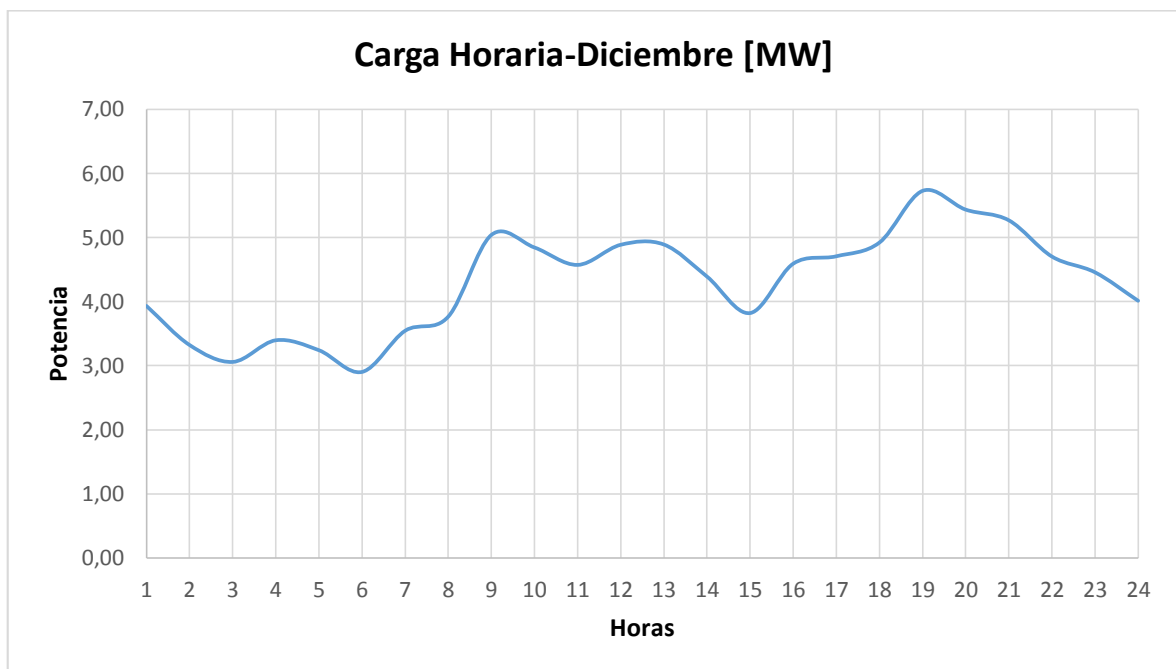
HORA	CARGA SANTA CRUZ	CARGA BALTRA	CARGA TOTAL
	[MW]	[MW]	[MW]
1	2,222	1,710	3,932
2	2,143	1,179	3,322
3	2,099	0,959	3,058
4	2,085	1,311	3,396
5	2,091	1,150	3,241
6	2,252	0,651	2,903
7	2,729	0,815	3,545
8	3,000	0,765	3,765
9	3,375	1,664	5,039
10	3,467	1,376	4,843
11	3,718	0,854	4,572
12	3,813	1,073	4,886
13	3,636	1,254	4,890
14	3,647	0,743	4,390
15	3,720	0,101	3,821
16	3,846	0,744	4,591
17	3,747	0,960	4,707
18	3,667	1,254	4,921
19	4,201	1,526	5,727
20	3,946	1,489	5,434
21	3,784	1,484	5,268
22	3,445	1,257	4,702
23	2,972	1,484	4,456
24	2,594	1,418	4,012

En las Figuras 4.10 y 4.11 para una mejor visualización se muestran gráficamente los valores horarios de las cargas totales (cargas Baltra y cargas Santa Cruz) presentados en la última columna de las Tablas 4.11 y 4.12 respectivamente.





**Figura 4.10.** Perfil diario de carga del mes de Abril [MW], año 2016



**Figura 4.11.** Perfil diario de carga del mes de Diciembre [MW], año 2016

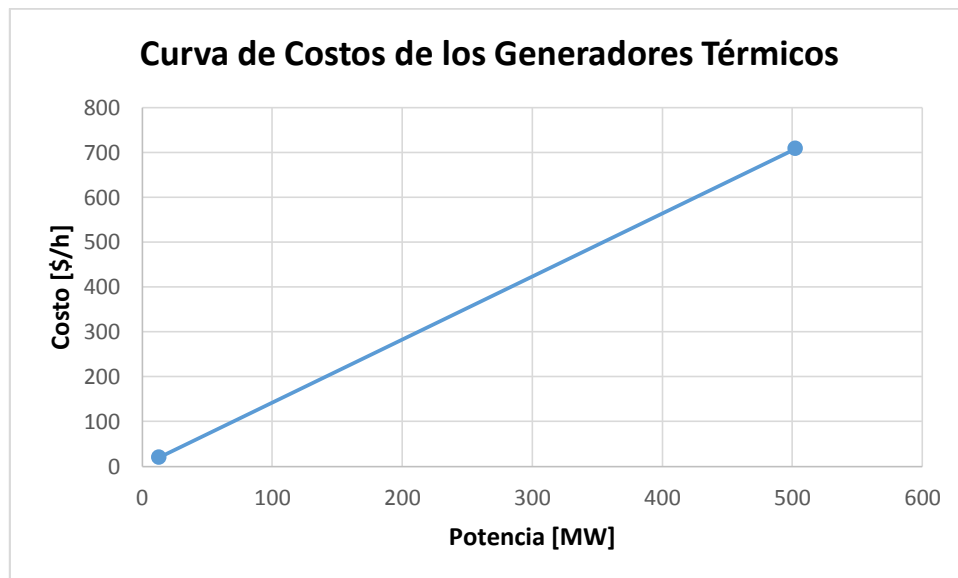
#### 4.1.5. Costos de los Generadores Térmicos

Los costos de cada generador térmico han sido configurados con una misma función lineal. Debido a la falta de información se ha configurado cada generador térmico utilizando los costos de la referencia [15] como se presenta en la Tabla 4.13.

**Tabla 4.13. Costos de Generadores Térmicos**

Potencia Activa [MW]	Costo [\$ /h]
13	502,61
20	708,74

La Figura 4.12 se presenta la curva lineal de costos obtenida a partir de los datos de la Tabla 4.13.



**Figura 4.12.** Curva de costos de los generadores térmicos para la realización del OPF

#### **4.1.6. Datos históricos**

En el ANEXO II se presentan 3 años de velocidad del viento en [m/s] tomados a la altura de los aerogeneradores perteneciente a la Isla Baltra de los meses de Abril y Diciembre. Como la metodología presentada en el presente trabajo necesita de al menos 3 años de velocidad del viento y la información proporcionada solo fue de 2 años comprendidos entre el 2015 y el 2016, entonces para poder completar los 3 años necesarios se tomaron valores disponibles de otros meses cercanos de Abril y Diciembre (Marzo - Noviembre).

En el ANEXO III se presentan 3 años de radiación solar en [W/m<sup>2</sup>] pertenecientes a las Islas Santa Cruz y Baltra de los meses de Abril y Diciembre. Como la metodología presentada en el presente trabajo necesita de al menos 3 años de radiación solar y la información proporcionada solo fue de 2 años comprendidos entre el 2015 y el 2016,

entonces para poder completar los 3 años necesarios se tomaron valores disponibles de otros meses cercanos de Abril y Diciembre (Marzo - Noviembre).

En la Tabla 4.14 se presentan los datos horarios de la temperatura ambiente correspondientes a los meses de Abril y Diciembre comprendidos entre los años 2015 y 2016, para los 60 datos disponibles de cada mes se llevó a cabo el cálculo del valor medio aplicando la Ecuación 2.7, debido a la falta de información histórica.

**Tabla 4.14.** Datos de temperatura ambiente

horas	TEMPERATURA AMBIENTE	
	ABRIL	DICIEMBRE
1	24,928	24,981
2	24,107	24,858
3	23,902	24,748
4	23,754	24,774
5	23,714	24,758
6	23,846	24,771
7	25,336	25,423
8	27,961	26,487
9	29,598	27,732
10	30,808	28,629
11	31,708	29,394
12	31,794	30,055
13	31,949	29,835
14	31,641	29,726
15	30,949	29,058
16	29,890	28,145
17	28,329	27,055
18	27,290	26,026
19	26,627	25,700
20	26,284	25,597
21	25,959	25,390
22	25,667	25,239
23	25,404	25,177
24	25,156	25,158

## 4.2. Presentación y análisis de resultados

La macro realizada en Excel para el tratamiento de las variables estocásticas (análisis estadístico) y el archivo .pfd de DIgSILENT Power Factory que contiene la red con el código de programación en DPL para un total de 20,000 simulaciones se presentan en el ANEXO IV, con sus respectivas indicaciones de uso. A continuación se presentan los resultados obtenidos al aplicar la metodología en el Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra propuesta en la sección 3.3.

### 4.2.1. Resultados del tratamiento de las variables estocásticas

#### 4.2.1.1. Resultado de los factores horarios de la pdf de Weibull para la velocidad del viento

- Abril

En la Tabla 4.15 se presentan los factores de las funciones de probabilidad Normal y Weibull resultantes del cálculo de los datos históricos correspondientes a la velocidad del viento del mes de Abril.

**Tabla 4.15.** Resultados horarios de los factores de probabilidad que representan la velocidad del viento [m/s] del mes de Abril

hora	Valor Medio_VV	Desviación Estándar_VV	Factor de Forma k alpha_VV	Factor de Escala c beta_VV
1	3,7590	1,3490	3,0433	4,2068
2	3,9017	1,3886	3,0709	4,3648
3	3,7324	1,3419	3,0371	4,1775
4	3,7543	1,3505	3,0354	4,2021
5	3,8895	1,4506	2,9186	4,3607
6	4,2811	1,7387	2,6607	4,8165
7	4,0603	1,6815	2,6048	4,5710
8	4,0733	1,6305	2,7029	4,5803
9	4,6527	1,6397	3,1039	5,2023
10	4,9036	1,5480	3,4978	5,4501
11	5,2587	1,7069	3,3939	5,8541
12	5,5915	1,5965	3,9011	6,1776
13	5,4242	1,4446	4,2073	5,9670

14	5,6667	1,6478	3,8244	6,2677
15	5,7148	1,7627	3,5871	6,3433
16	5,7269	1,4576	4,4195	6,2821
17	5,3900	1,8202	3,2509	6,0133
18	5,1876	1,5624	3,6812	5,7499
19	4,9810	1,3498	4,1286	5,4854
20	4,8550	1,3528	4,0057	5,3559
21	4,4684	1,3134	3,7798	4,9455
22	4,5660	1,4866	3,3827	5,0838
23	4,2957	1,5571	3,0104	4,8098
24	4,1421	1,5420	2,9246	4,6436

La Tabla anterior muestra el valor medio, desviación estándar, el factor de forma y factor de escala obtenidos para las 24 horas, los valores del factor k están en el rango de 2,6 a 4,4.

- Diciembre

Se presenta en la Tabla 4.16 los factores de las funciones de probabilidad Normal y Weibull resultantes del cálculo de los datos históricos correspondientes a la velocidad del viento del mes de Diciembre.

**Tabla 4.16.** Resultados horarios de los factores de probabilidad que representan la velocidad del viento [m/s] del mes de Diciembre

hora	Valor Medio_VV	Desviación Estándar_VV	Factor de Forma k alpha_VV	Factor de Escala c beta_VV
1	6,2751	1,5610	4,5308	6,8736
2	6,3001	1,7221	4,0902	6,9419
3	6,2026	1,6214	4,2934	6,8153
4	6,1376	1,7502	3,9064	6,7804
5	6,3378	1,3481	5,3706	6,8744
6	6,4886	1,5582	4,7078	7,0916
7	6,5507	1,6790	4,3862	7,1889
8	6,8752	1,8861	4,0740	7,5772
9	6,9841	1,9247	4,0541	7,6994
10	7,5092	1,7978	4,7234	8,2055

11	7,8871	2,0109	4,4113	8,6527
12	7,8255	2,4049	3,6015	8,6842
13	7,6384	2,4794	3,3937	8,5032
14	7,7505	2,0445	4,2513	8,5211
15	7,5552	2,2765	3,6794	8,3744
16	7,5023	2,3062	3,6005	8,3256
17	7,6555	1,6790	5,1951	8,3194
18	7,5351	1,5244	5,6713	8,1477
19	7,4002	1,4972	5,6708	8,0020
20	7,1998	1,3642	6,0893	7,7544
21	7,0518	1,4060	5,7614	7,6184
22	6,9527	1,3303	6,0249	7,4927
23	6,7558	1,3811	5,6073	7,3098
24	6,5585	1,4740	5,0589	7,1381

---

La Tabla anterior muestra el valor medio, desviación estándar, el factor de forma y factor de escala obtenidos para las 24 horas, los valores del factor k están en el rango de 4,0 a 6,0.

Al comparar los valores obtenidos del factor k en cada una de las Tablas 4.15 y 4.16 se puede notar que los valores de k obtenidos para el mes de Diciembre son relativamente más altos que los valores de k obtenidos para el mes de Abril y esto quiere decir que la frecuencia de los valores con la que se presenta el valor medio de la velocidad del viento es más alta en el mes de Diciembre.

#### **4.2.1.2. Resultado de los factores horarios de la pdf Weibull y Normal para la radiación solar**

- Abril

En la Tabla 4.17 se presentan los factores de las funciones de probabilidad Normal y Weibull resultantes del cálculo de los datos históricos correspondientes a la radiación solar del mes de Abril.

**Tabla 4.17.** Resultados horarios de los factores de probabilidad que representan la radiación solar [W/m<sup>2</sup>] del mes de Abril

horas	Valor Medio_ Radiación	Desviación Estándar_ Radiación	Factor de Forma (k) alpha_ Radiación	Factor de Escala (c) beta_ Radiación
1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
6	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
7	86,9444	32,9113	2,8720	97,5439
8	318,7444	114,2392	3,0476	356,6945
9	596,2556	198,1985	3,3073	664,6371
10	870,7667	230,2157	4,2409	957,4705
11	1046,4444	251,0883	4,7119	1143,6352
12	1142,2889	259,7248	4,9955	1244,1588
13	1054,3111	272,3022	4,3499	1157,5915
14	946,1667	263,6609	4,0054	1043,7903
15	742,3889	217,9819	3,7843	821,6100
16	446,5111	163,2927	2,9815	500,1593
17	176,9111	70,9574	2,6970	198,9444
18	15,7556	10,0262	1,6337	17,6053
19	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
20	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
21	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
22	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
23	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
24	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Como se puede apreciar en la Tabla se muestra el valor medio, desviación estándar, el factor de forma y factor de escala obtenidos para las 24 horas del mes de Abril. El valor medio y el factor de escala son más altos en el mes de Abril que en Diciembre debido a que es temporada cálida.

- Diciembre

En la Tabla 4.18 se presentan los factores de las funciones de probabilidad Normal y Weibull resultantes del cálculo de los datos históricos correspondientes a la radiación solar del mes de Diciembre.

**Tabla 4.18.** Resultados horarios de los factores de probabilidad que representan la radiación solar [W/m<sup>2</sup>] del mes de Diciembre

hora	Valor Medio_ Radiación	Desviación Estándar_ Radiación	Factor de Forma (k) alpha_ Radiación	Factor de Escala (c) beta_ Radiación
1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
6	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
7	92,9892	43,1772	2,3005	104,9638
8	261,0108	127,4795	2,1776	294,7257
9	454,8710	215,5708	2,2500	513,5546
10	650,9032	276,0904	2,5380	733,3239
11	761,9032	293,7654	2,8151	855,4616
12	867,2258	307,8996	3,0789	970,0259
13	801,9355	305,2582	2,8546	899,9187
14	741,1613	239,3251	3,4131	824,8318
15	553,2796	181,9567	3,3459	616,3697
16	326,8172	121,2522	2,9353	366,3297
17	103,0860	36,1262	3,1228	115,2301
18	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
19	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
20	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
21	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
22	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
23	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
24	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000



Como se puede apreciar en la Tabla se muestra el valor medio, desviación estándar, el factor de forma y factor de escala obtenidos para las 24 horas del mes de Diciembre. El valor medio y el factor de escala no superan los 970 [W/m<sup>2</sup>] mientras que en Abril se obtuvieron valores de más de 1000 [W/m<sup>2</sup>] esto se debe a que el mes de Diciembre es temporada fría (aumento de nubosidades) por lo que existe menos incidencia del sol en la superficie terrestre.

#### 4.2.1.2.1. Resultados del análisis del RMSE para la velocidad del viento

- Abril

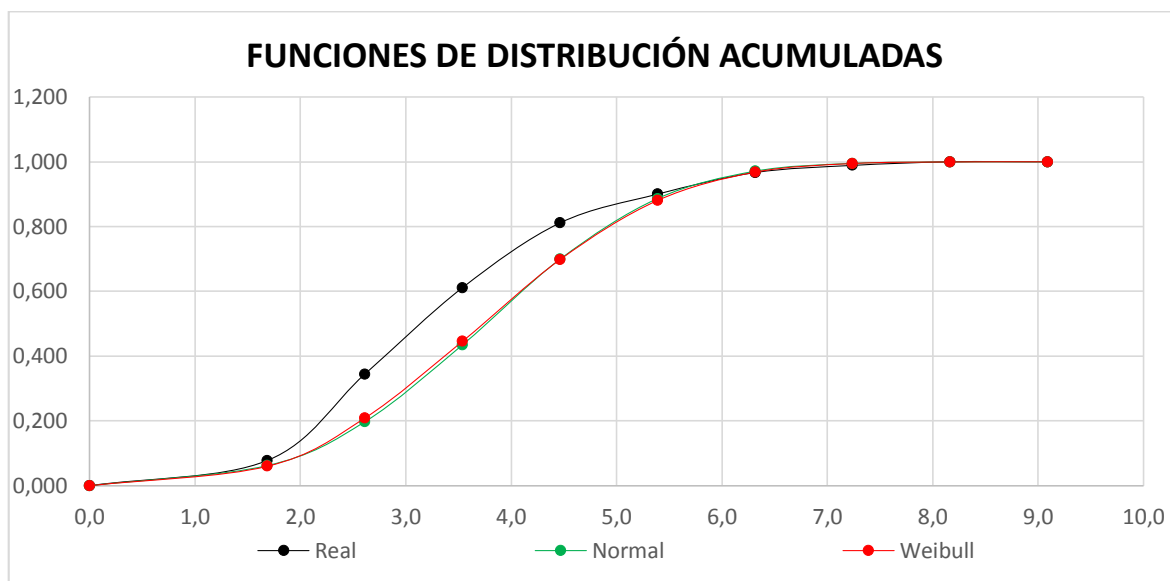
En la Tabla 4.19 se presenta el análisis del RMSE para la determinación de cuál de las distribuciones de probabilidad es la más adecuada, entre Weibull-Real y Normal-Real, resultantes del cálculo de los 90 datos disponibles de velocidad del viento para la 1h00 del mes de Abril.

**Tabla 4.19.** Análisis del RMSE de la velocidad del viento entre las cdf Weibull y Normal vs la Real de la 1h00 de Abril

Funciones de Distribución Acumuladas					
Marca de Clase	Real	Normal	Weibull	Real-Normal	Real-Weibull
0,0	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
1,6852	0,07778	0,06211	0,05992	0,00025	0,00032
2,6109	0,34444	0,19737	0,20878	0,02163	0,01840
3,5366	0,61111	0,43453	0,44552	0,03118	0,02742
4,4624	0,81111	0,69895	0,69777	0,01258	0,01285
5,3881	0,90000	0,88640	0,88041	0,00018	0,00038
6,3138	0,96667	0,97088	0,96795	0,00002	0,00000
7,2395	0,98889	0,99506	0,99458	0,00004	0,00003
8,1652	1,00000	0,99946	0,99946	0,00000	0,00000
9,0909	1,00000	0,99996	0,99997	0,00000	0,00000
			<b>SUMA</b>	0,06588	0,05941
			<b>RMSE</b>	0,02706	0,02569

Como se puede observar en la Tabla anterior, en las columnas 2,3 y 4 se presenta el cálculo de las distribuciones acumuladas Real, Normal y Weibull, en la columna 5 y 6 se presenta el RMSE de la 1h00, en rojo se observa que la mejor distribución para la hora

analizada es Weibull, también se muestra en la Figura 4.13 la cdf de cada una de las distribuciones analizadas en la Tabla 4.19.



**Figura 4.13.** Cdf Real, Normal y Weibull de la velocidad del viento de la 1h00 de Abril.

En la Figura 4.13 se observa de manera gráfica la cdf de las distribuciones Real, Normal y Weibull que siguen los valores analizados en la Tabla 4.19 de la columna 2, 3 y 4.

En el ANEXO V se presentan las Tablas y Figuras correspondientes al análisis del RMSE de los datos históricos de la velocidad del viento para las horas comprendidas entre la 1h00 y 24h00 del mes de Abril, donde el RMSE total da como resultado que la mejor distribución de probabilidad a ser utilizada es la Normal.

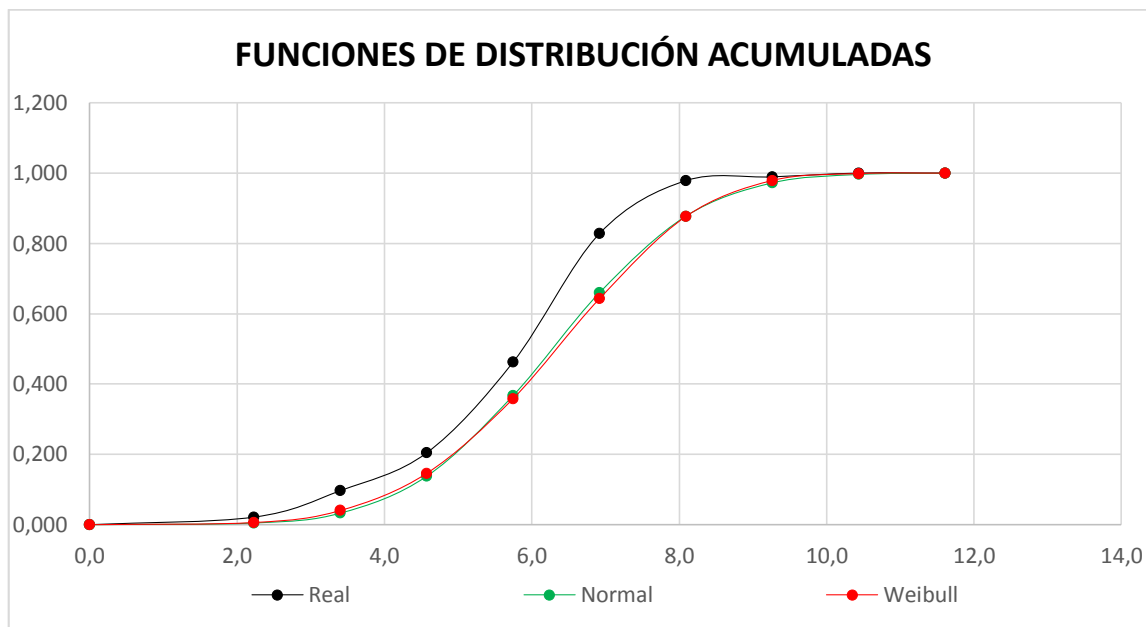
- Diciembre

En la Tabla 4.20 se presenta el análisis del RMSE para la determinación de cuál de las distribuciones probabilidad es la más adecuada, entre Weibull-Real y Normal-Real, resultantes del cálculo de los 93 datos disponibles de velocidad del viento para la 1h00 del mes de Diciembre.

**Tabla 4.20** Análisis del RMSE de la velocidad del viento entre las cdf Weibull y Normal vs la Real de la 1h00 de Diciembre

Funciones de Distribución Acumuladas					
Marca de Clase	Real	Normal	Weibull	Real-Normal	Real-Weibull
0,0	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
2,2289	0,02151	0,00477	0,00606	0,00028	0,00024
3,4010	0,09677	0,03279	0,04041	0,00409	0,00318
4,5730	0,20430	0,13777	0,14599	0,00443	0,00340
5,7451	0,46237	0,36710	0,35836	0,00907	0,01082
6,9172	0,82796	0,65958	0,64266	0,02835	0,03434
8,0893	0,97849	0,87741	0,87649	0,01022	0,01040
9,2614	0,98925	0,97212	0,97895	0,00029	0,00011
10,4334	1,00000	0,99614	0,99867	0,00001	0,00000
11,6055	1,00000	0,99968	0,99998	0,00000	0,00000
SUMA				0,05675	0,06248
RMSE				0,02470	0,02592

Como se puede observar en la Tabla anterior, en las columnas 2,3 y 4 se presenta el cálculo de las distribuciones acumuladas Real, Normal y Weibull, en la columna 5 y 6 se presenta el RMSE de la 1h00, en rojo se observa que la mejor distribución para la hora analizada es la Normal, también se muestra en la Figura 4.14 la cdf de cada una de las distribuciones analizadas en la Tabla 4.20.



**Figura 4.14.** Cdf Real, Normal y Weibull de la velocidad del viento de la 1h00 de Diciembre

En la Figura 4.14 se observa de manera gráfica la cdf de las distribuciones Real, Normal y Weibull que siguen los valores analizados en la Tabla 4.20 de la columna 2, 3 y 4.

En el ANEXO VI se presentan las Tablas y Figuras correspondientes al análisis del RMSE de los datos históricos de la velocidad del viento para las horas comprendidas entre la 1h00 y 24h00 del mes de Diciembre, donde el RMSE total da como resultado que la mejor distribución de probabilidad a ser utilizada es la Normal.

#### 4.2.1.2.2. Resultados del análisis del RMSE para la radiación solar

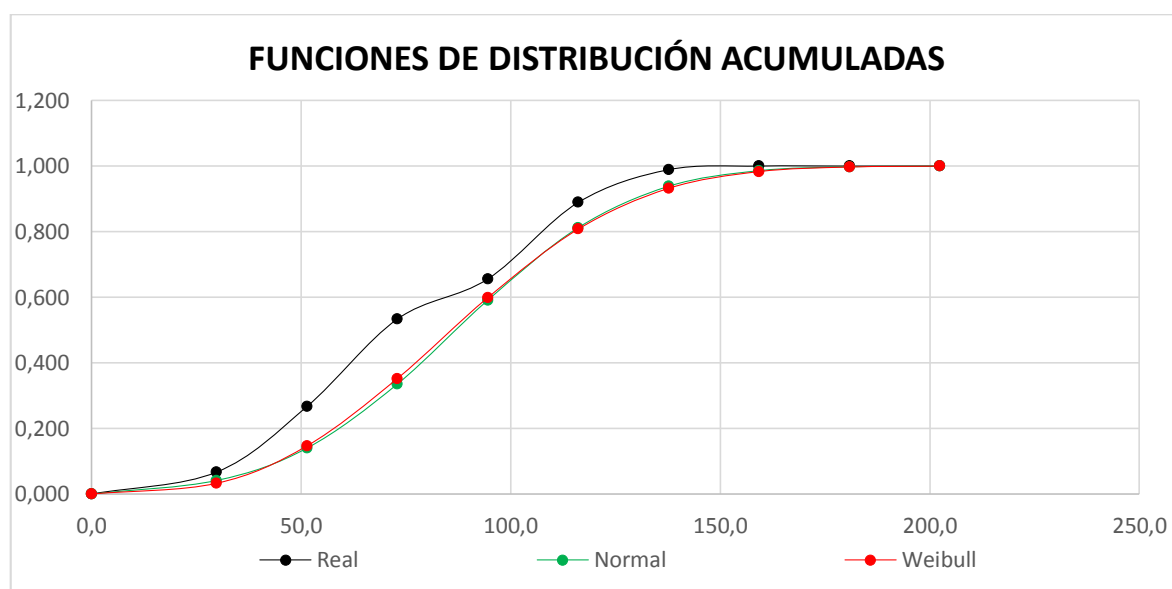
- Abril

En la Tabla 4.21 se presenta el análisis del RMSE para la determinación de cuál de las distribuciones de probabilidad es la más adecuada, entre Weibull-Real y Normal-Real, resultantes del cálculo de los 90 datos disponibles de radiación solar para las 7h00 del mes de Abril.

**Tabla 4.21.** Análisis del RMSE de la radiación solar entre las cdf Weibull y Normal vs la Real de las 7h00 de Abril

Funciones de Distribución Acumuladas					
Marca de Clase	Real	normal	weibull	real-normal	real-weibull
0,0	0,00000	0,00412	0,00000	0,00002	0,00000
29,7857	0,06667	0,04122	0,03260	0,00065	0,00116
51,3571	0,26667	0,13978	0,14653	0,01610	0,01443
72,9286	0,53333	0,33510	0,35194	0,03930	0,03290
94,5000	0,65556	0,59079	0,59867	0,00419	0,00324
116,0714	0,88889	0,81193	0,80753	0,00592	0,00662
137,6429	0,98889	0,93828	0,93202	0,00256	0,00323
159,2143	1,00000	0,98595	0,98316	0,00020	0,00028
180,7857	1,00000	0,99782	0,99721	0,00000	0,00001
202,3571	1,00000	0,99977	0,99971	0,00000	0,00000
SUMA				0,06894	0,06188
RMSE				0,02768	0,02622

Como se puede observar en la Tabla anterior, en las columnas 2,3 y 4 se presenta el cálculo de las distribuciones acumuladas Real, Normal y Weibull, en la columna 5 y 6 se presenta el RMSE de la 7h00, en rojo se observa que la mejor distribución para la hora analizada es Weibull, también se muestra en la Figura 4.15 la cdf de cada una de las distribuciones analizadas.



**Figura 4.15.** Cdf Real, Normal y Weibull de radiación solar de las 7h00 de Abril

En la Figura 4.15 se observa de manera gráfica la cdf de las distribuciones Real, Normal y Weibull que siguen los valores analizados en la Tabla 4.21 de la columna 2, 3 y 4.

En el ANEXO VII se presentan las Tablas y Figuras correspondientes al análisis del RMSE de los datos históricos de radiación solar para las horas comprendidas entre la 1h00 y 24h00 del mes de Abril, donde el RMSE total da como resultado que la mejor distribución de probabilidad a ser utilizada es Weibull.

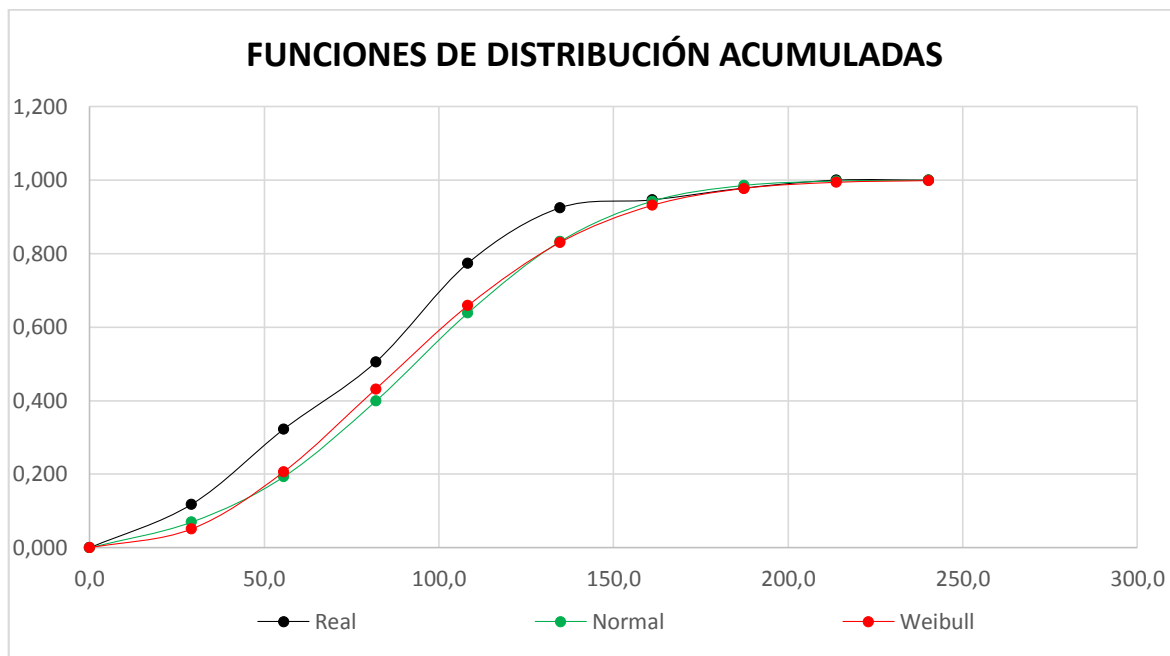
- Diciembre

En la Tabla 4.22 se presenta el análisis del RMSE para la determinación de cuál de las distribuciones de probabilidad es la más adecuada, entre Weibull-Real y Normal-Real, resultantes del cálculo de los 93 datos de radiación solar disponibles para las 7h00 del mes de Diciembre.

**Tabla 4.22.** Análisis del RMSE de radiación solar entre las cdf Weibull y Normal vs la Real de las 7h00 de Diciembre

Funciones de Distribución Acumuladas					
Marca de Clase	Real	normal	weibull	real-normal	real-weibull
0,0	0,00000	0,01563	0,00000	0,00024	0,00000
29,1875	0,11828	0,06975	0,05127	0,00236	0,00449
55,5625	0,32258	0,19302	0,20662	0,01679	0,01345
81,9375	0,50538	0,39899	0,43202	0,01132	0,00538
108,3125	0,77419	0,63866	0,65868	0,01837	0,01334
134,6875	0,92473	0,83291	0,83046	0,00843	0,00889
161,0625	0,94624	0,94256	0,93129	0,00001	0,00022
187,4375	0,97849	0,98565	0,97754	0,00005	0,00000
213,8125	1,00000	0,99743	0,99413	0,00001	0,00003
240,1875	1,00000	0,99967	0,99879	0,00000	0,00000
SUMA				0,05757	0,04581
RMSE				0,02488	0,02219

Como se puede observar en la Tabla anterior, las columnas 2,3 y 4 se presenta el cálculo de las distribuciones acumuladas Real, Normal y Weibull, en la columna 5 y 6 se presenta el RMSE obtenido de las 7h00, en rojo se observa que la mejor distribución para la hora analizada es Weibull, también se muestra en la Figura 4.16 la cdf de cada una de las distribuciones analizadas.



**Figura 4.16.** Cdf Real, Normal y Weibull de radiación solar de las 7h00 de Diciembre

En la Figura 4.15 se observa de manera gráfica la cdf de las probabilidades Real, Normal y Weibull que siguen los valores analizados en la Tabla 4.22 de la columna 2, 3 y 4.

En el ANEXO VIII se presentan las Tablas y Figuras correspondientes al análisis del RMSE de los datos históricos de radiación solar para las horas comprendidas entre la 1h00 y 24h00 del mes de Diciembre, donde el RMSE total da como resultado que la mejor distribución de probabilidad a ser utilizada es Weibull.

#### **4.2.2. Resultados del Despacho Económico para el mes de Abril**

Se presenta en la Tabla 4.23 el pronóstico de potencia de las energías renovables no convencionales de las 24 horas de un día típico del mes de Abril.

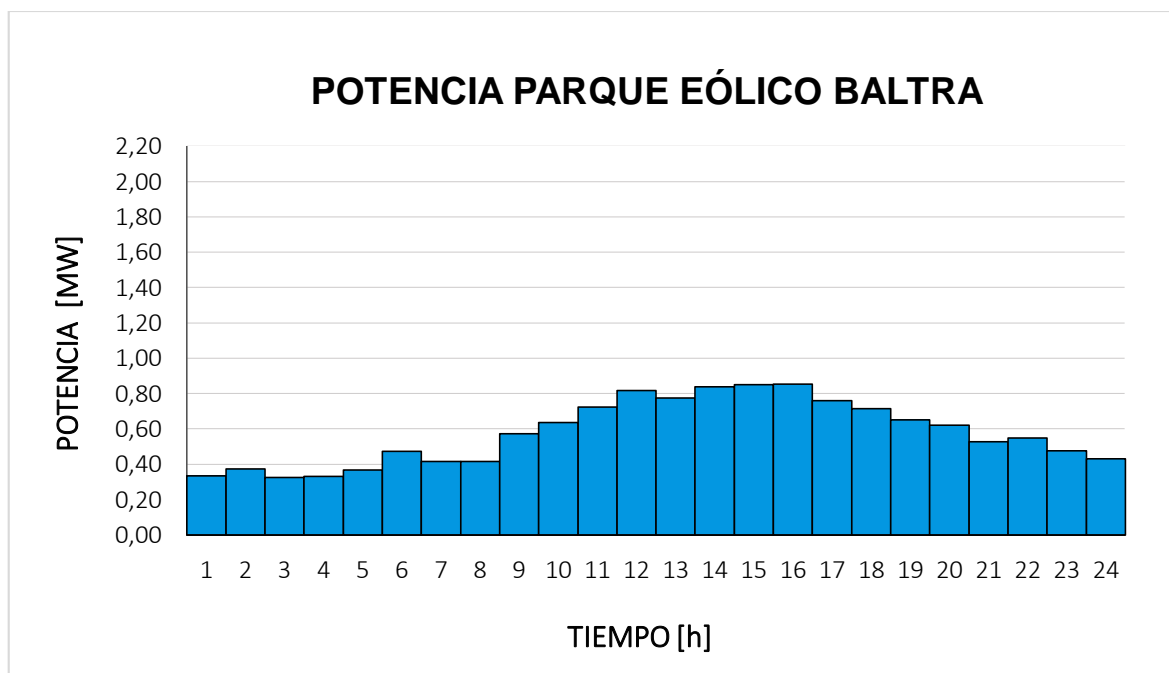
**Tabla 4.23.** Potencia horaria pronosticada (producción estimada) de las energías renovables del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra para el mes de Abril en [MW]

HORA	P_EOLICA 3AEG	P_PANEL PV SC	P_PANEL PV B
1	0,335	0,000	0,000
2	0,372	0,000	0,000
3	0,325	0,000	0,000
4	0,330	0,000	0,000
5	0,367	0,000	0,000
6	0,472	0,000	0,000
7	0,416	0,128	0,006
8	0,414	0,449	0,019
9	0,571	0,791	0,034
10	0,635	1,087	0,047
11	0,725	1,255	0,054
12	0,817	1,345	0,058
13	0,774	1,261	0,055
14	0,839	1,162	0,050
15	0,851	0,951	0,041
16	0,854	0,607	0,026
17	0,759	0,255	0,011
18	0,713	0,023	0,001
19	0,651	0,000	0,000
20	0,621	0,000	0,000
21	0,526	0,000	0,000
22	0,548	0,000	0,000
23	0,477	0,000	0,000
24	0,430	0,000	0,000

Como se puede observar en la Tabla anterior se presenta el pronóstico de potencia en [MW] a corto plazo del mes de Abril de un día típico para la generación eólica y los sistemas solares fotovoltaicos del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra, donde la potencia eólica es la entregada por los 3 aerogeneradores que comprenden el parque.



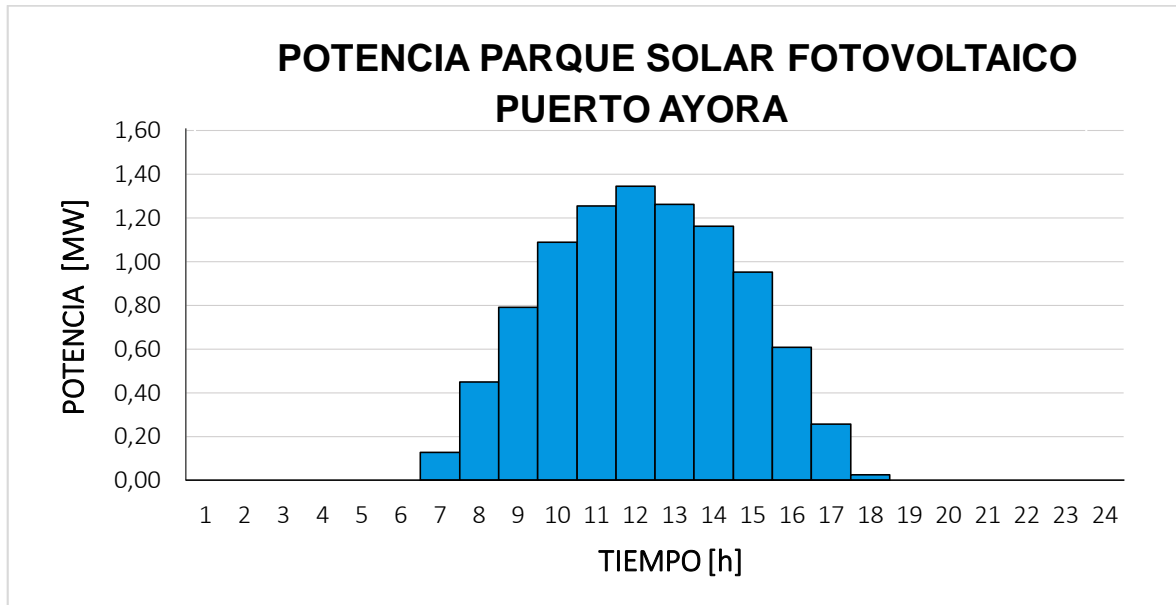
En la Figura 4.17 se muestra gráficamente los datos de la Tabla 4.23 (P\_EÓLICA 3AEG) con la finalidad de observar de mejor manera el pronóstico de potencia del parque eólico ubicado en Baltra.



**Figura 4.17.** Potencia pronosticada del parque eólico de Baltra de un día típico del mes de Abril

De la figura anterior se puede observar que las mayores potencias que entrega el parque están comprendidas entre las horas [12h00-16h00], además el porcentaje horario está entre el [14,4%-38,1%] del 100% para el cual está diseñado el parque eólico es decir que para el mes de Abril la velocidad del viento no es muy significativa lo que hace que se genere poca potencia y no se aproveche en su totalidad el diseño del parque eólico.

En la Figura 4.18 se muestra gráficamente los datos de la Tabla 4.23 (P\_PANEL PV SC) con la finalidad de observar de mejor manera el pronóstico de potencia del parque solar fotovoltaico Puerto Ayora ubicado en Santa Cruz.



**Figura 4.18.** Potencia pronosticada del parque solar fotovoltaico Puerto Ayora de un día típico del mes de Abril

De la figura anterior se puede observar que el pronóstico de potencia diferente de cero está comprendido entre las [7h00 - 18h00], esto se debe al perfil de radiación solar ya que en horas de la noche y en la madrugada no se cuenta con la presencia del sol, también se puede observar que la planta solar fotovoltaica entrega mayor potencia entre las [11h00 - 13h00] debido a que en estas horas el pronóstico de radiación solar fue superior, obteniendo valores iguales o superiores a  $1000 \text{ W/m}^2$ , que son valores ideales para cualquier sistema solar fotovoltaico.

El análisis realizado para el parque solar fotovoltaico Puerto Ayora sirve también para el pronóstico de potencia del parque solar fotovoltaico Baltra presentada en la Tabla 4.23 (P\_PANEL PV B).

Para abastecer la demanda del sistema híbrido se completa con la planta de generación térmica, en la Tabla 4.24 se presenta el Despacho Económico de las unidades térmicas de generación.

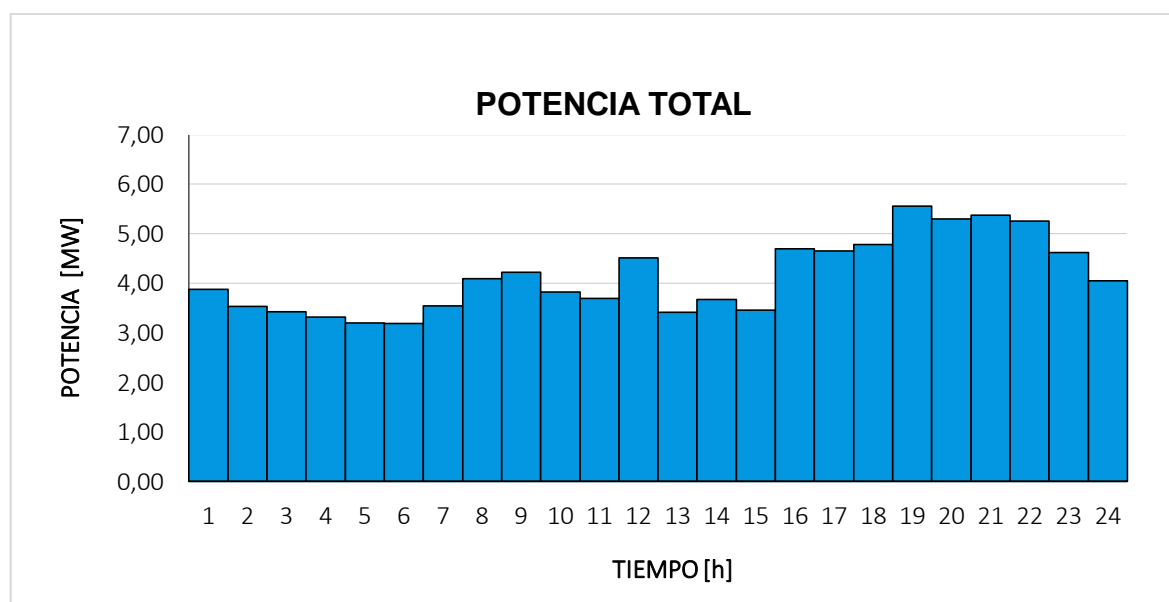
**Tabla 4.24.** Despacho Económico horario de la planta de Generación Térmica del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra para el mes de Abril

HORA	P_GEN1	P_GEN2	P_GEN3	P_GEN4	P_GEN5	P_GEN6	P_GEN7	P_GEN8	P_GEN9
1	0,279	0,279	0,279	0,279	0,495	0,279	0,402	0,792	0,792
2	0,264	0,264	0,264	0,264	0,450	0,264	0,371	0,697	0,697
3	0,259	0,259	0,259	0,259	0,436	0,259	0,361	0,666	0,666
4	0,254	0,254	0,254	0,254	0,424	0,254	0,353	0,638	0,638
5	0,249	0,249	0,249	0,249	0,408	0,249	0,342	0,605	0,605
6	0,248	0,248	0,248	0,248	0,407	0,248	0,341	0,601	0,601
7	0,264	0,264	0,264	0,264	0,452	0,264	0,372	0,701	0,701
8	0,290	0,290	0,290	0,290	0,523	0,290	0,422	0,851	0,851
9	0,296	0,296	0,296	0,296	0,540	0,296	0,433	0,884	0,884
10	0,277	0,277	0,277	0,277	0,488	0,277	0,397	0,778	0,778
11	0,271	0,271	0,271	0,271	0,472	0,271	0,386	0,743	0,743
12	0,312	0,312	0,312	0,312	0,579	0,312	0,462	0,957	0,957
13	0,259	0,259	0,259	0,259	0,436	0,259	0,361	0,665	0,665
14	0,270	0,270	0,270	0,270	0,469	0,270	0,384	0,738	0,738
15	0,260	0,260	0,260	0,260	0,441	0,260	0,365	0,676	0,676
16	0,322	0,322	0,322	0,322	0,604	0,322	0,481	1,001	1,001
17	0,320	0,320	0,320	0,320	0,597	0,320	0,476	0,989	0,989
18	0,328	0,328	0,328	0,328	0,616	0,328	0,490	1,021	1,021
19	0,384	0,384	0,384	0,384	0,717	0,384	0,574	1,174	1,174
20	0,363	0,363	0,363	0,363	0,684	0,363	0,545	1,128	1,128
21	0,369	0,369	0,369	0,369	0,693	0,369	0,553	1,141	1,141
22	0,360	0,360	0,360	0,360	0,678	0,360	0,541	1,120	1,120
23	0,318	0,318	0,318	0,318	0,594	0,318	0,473	0,984	0,984
24	0,288	0,288	0,288	0,288	0,518	0,288	0,418	0,840	0,840

Como se puede observar en la tabla anterior se presenta el resultado del OPF, el cual indica cómo deberían los generadores térmicos proporcionar potencia eléctrica para disminuir costos, cumpliendo con restricciones de cargabilidad de cada elemento que conforma el sistema híbrido, límites de voltaje de cada barra y límites de potencia activa de cada generador.

Los generadores térmicos 1,2, 3, 4 y 6 entregan la misma potencia lo cual se debe en gran medida a que en cada unidad generadora el costo que se encuentra configurado es el mismo, entonces si se tuviese una función de costos diferente para cada generador térmico el Despacho Económico resultante de cada unidad generadora sería totalmente distinto al determinado en el presente trabajo de Titulación.

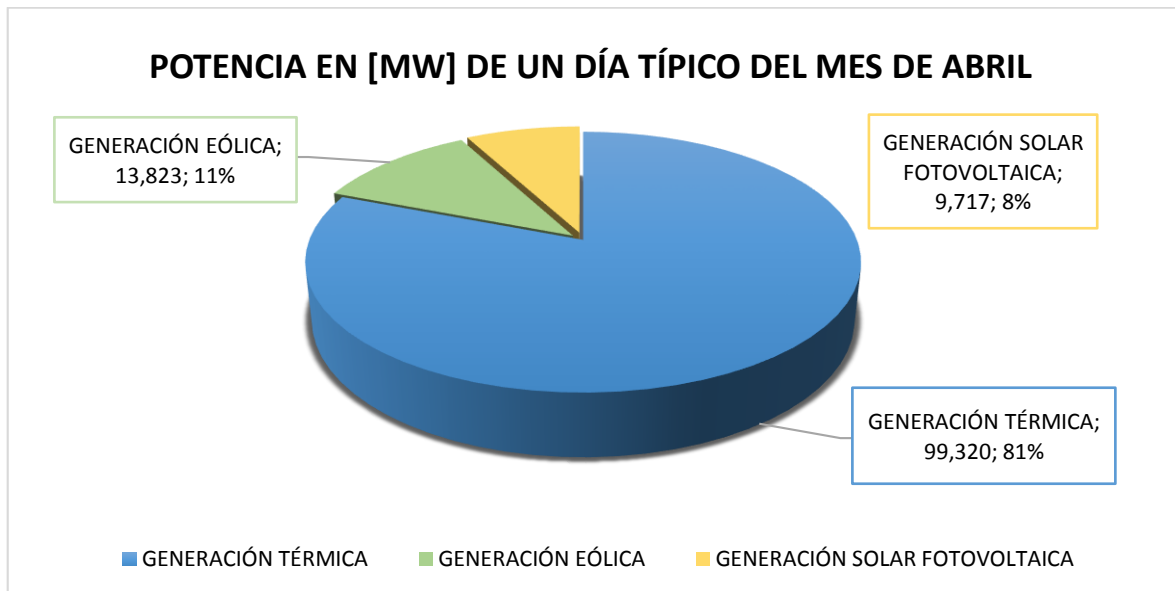
En la Figura 4.19 se muestra gráficamente la planta de generación térmica resultante de la suma del Despacho Económico de cada hora de la Tabla 4.24 con la finalidad de observar de mejor manera lo que sucede en ciertas horas.



**Figura 4.19.** Despacho Económico total horario de la central térmica del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra para el mes de Abril

En la figura anterior se puede evidenciar la presencia de picos debido a que la curva de carga (Figura 4.10) en las horas [12h00, 16h00 y 19h00] presenta demandas máximas, donde las fuentes renovables no convencionales existentes en el sistema híbrido cubren una cierta cantidad de demanda de acuerdo con su pronóstico de potencia, disminuyendo en una pequeña cantidad los picos de la curva de carga pero no en su totalidad y es por esta razón que el Despacho Económico total horario presenta picos, además en las horas comprendidas entre [19h00 y 24h00] existe una generación térmica elevada que en gran parte se debe a la falta de generación solar.

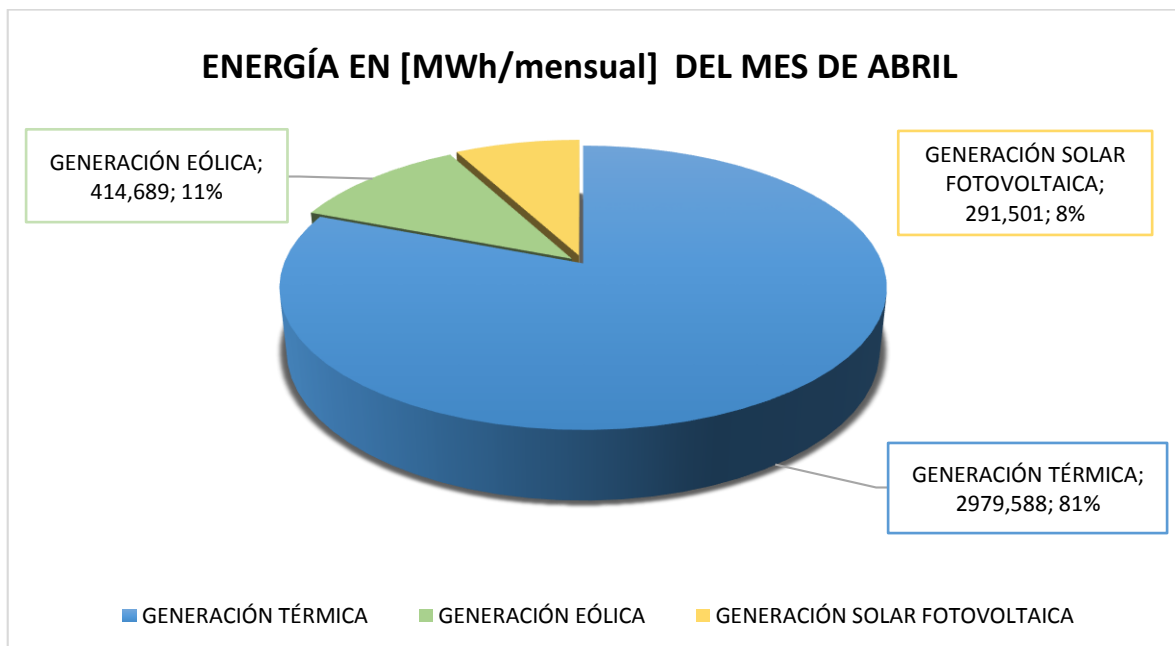
En la Figura 4.19 se muestra un diagrama circular el porcentaje de generación térmica, eólica y solar fotovoltaica pertenecientes a la potencia pronosticada y el Despacho Económico de la Tabla 4.23 y Tabla 4.24 según corresponda.



**Figura 4.20.** Potencia Total de un día típico del mes de Abril

En la Figura anterior se observan los porcentajes de potencia que entrega cada tipo generación presente en el sistema híbrido dando así un total del 19% entre generación eólica y solar fotovoltaica y un 81% de generación térmica obtenida para un día típico del mes de Abril.

En la Figura 4.21 se muestra un diagrama circular, la energía térmica, eólica y solar fotovoltaica pertenecientes al mes de Abril.



**Figura 4.21.** Energía mensual del mes de Abril

En la Figura anterior se determinó la energía del mes de Abril a partir de la potencia horaria para un día típico del mes de Abril de la Tabla 4.23 y Tabla 4.24.

Los resultados obtenidos de energía han sido determinados bajo el supuesto que los equipos no salen de operación, es decir como si ellos estuviesen operando normalmente durante todo el mes de Abril, los sistemas de generación renovable no convencional entregado todo lo pronosticado y la generación térmica entregando lo que le falta para cubrir la demanda de acuerdo con el OPF.

Se compara con los datos presentados en [32] del consumo de energía eléctrica por isla presentada por ELECGALAPAGOS disponibles para el mes de Abril del 2017 con la potencia resultante del pronóstico y del Despacho Económico del presente trabajo y se presenta en la Tabla 4.25.

**Tabla 4.25.** Comparación de la Energía real 2017 vs pronóstico – Despacho Económico del mes de Abril

<b>GENERACIÓN</b>	<b>DESPACHO ECONÓMICO Y PRONÓSTICO [MWh/mensual]</b>	<b>ENERGÍA REAL [MWh/mensual]</b>
TÉRMICA	2979,5	3016,6
EÓLICA	414,6	172,27
SOLAR FOTOVOLTAICA	291,5	262,02

De la Tabla anterior, los valores pronosticados de las energías renovables son mayores, debido a que el método analizado para la predicción de potencia horaria es usado para el cálculo de energía en el supuesto caso de que las centrales estén disponibles durante todo el mes, es decir sin considerar salidas por fallas o alguna otra contingencia. En cuanto a la energía térmica que se produce de igual manera está sujeta a la predicción de energía renovable, es por esa razón que también difiere del valor de energía real.

#### **4.2.3. Resultados del Despacho Económico para el mes de Diciembre**

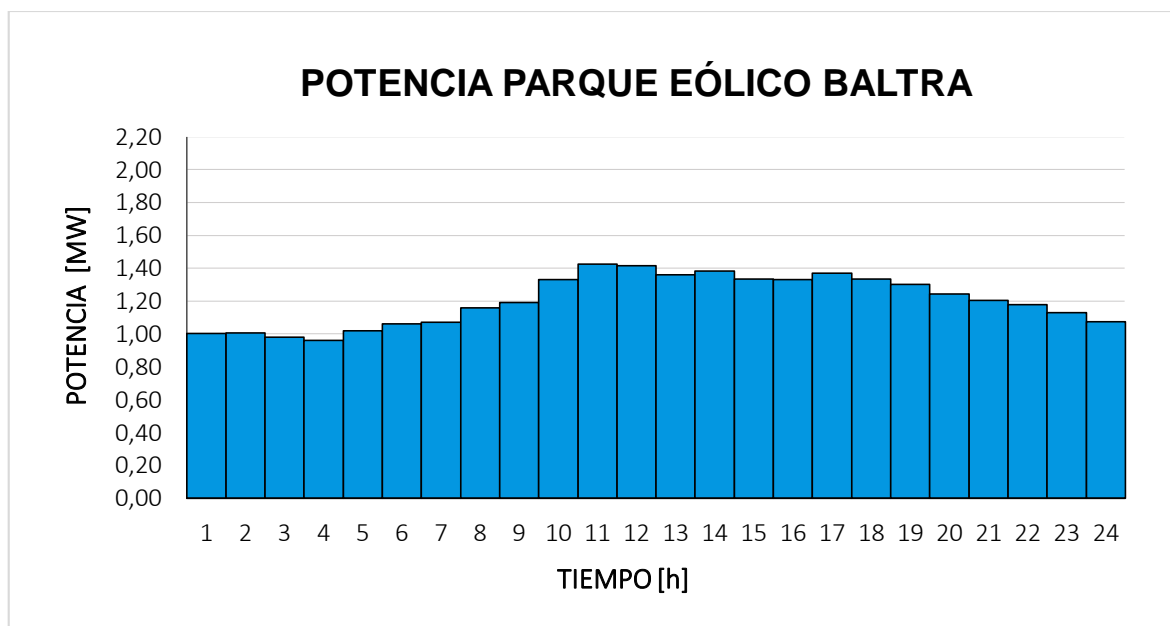
En la Tabla 4.26 presenta el pronóstico de potencia de las energías renovables no convencionales de las 24 horas de un día típico del mes de Diciembre.

**Tabla 4.26.** Potencia horaria pronosticada de las energías renovables del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra para el mes de Diciembre en [MW]

HORA	P_EOLICA	P_PANEL	P_PANEL
	3AEG	PV SC	PV B
1	1,003	0,000	0,000
2	1,006	0,000	0,000
3	0,979	0,000	0,000
4	0,959	0,000	0,000
5	1,020	0,000	0,000
6	1,061	0,000	0,000
7	1,072	0,137	0,006
8	1,158	0,372	0,016
9	1,190	0,624	0,027
10	1,330	0,854	0,037
11	1,426	0,981	0,042
12	1,414	1,087	0,047
13	1,361	1,016	0,044
14	1,384	0,953	0,041
15	1,335	0,742	0,032
16	1,330	0,456	0,020
17	1,370	0,150	0,007
18	1,334	0,000	0,000
19	1,300	0,000	0,000
20	1,243	0,000	0,000
21	1,205	0,000	0,000
22	1,179	0,000	0,000
23	1,130	0,000	0,000
24	1,075	0,000	0,000

Como se puede observar en la Tabla, se presenta el pronóstico de potencia en [MW] a corto plazo del mes de Diciembre de un día típico para la generación eólica y las plantas solares fotovoltaicas del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra, donde la potencia eólica es la entregada por los 3 aerogeneradores que comprenden la planta.

En la Figura 4.22 se muestra gráficamente los datos de la Tabla 4.26 (P\_EÓLICA 3AEG) con la finalidad de observar de mejor manera el pronóstico de potencia del parque eólico ubicado en Baltra.

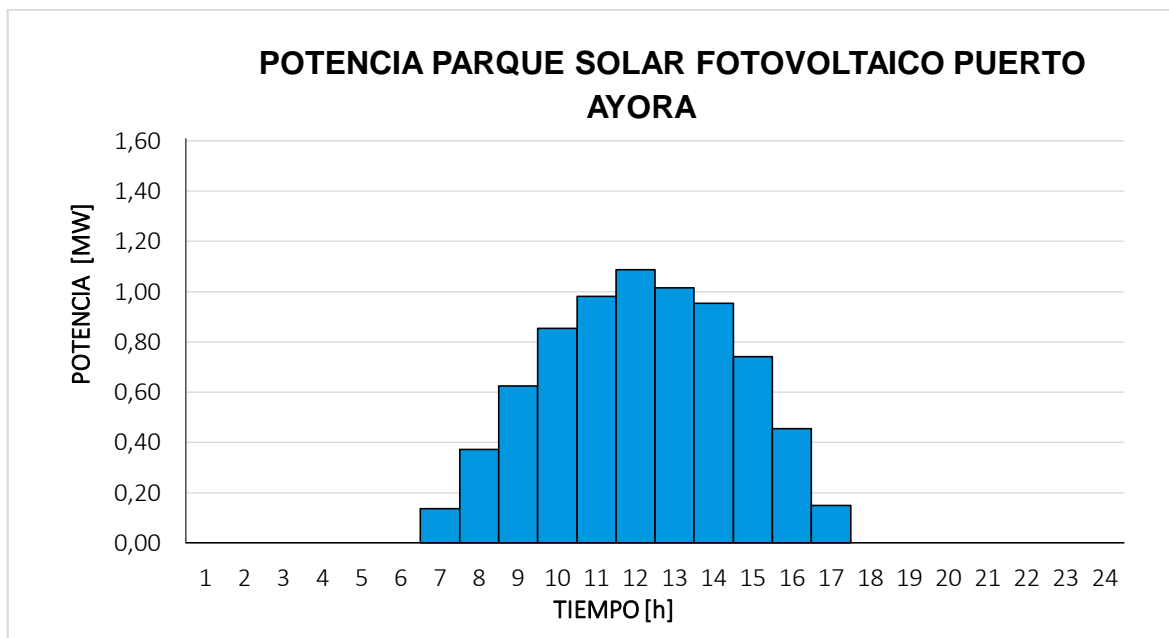


**Figura 4.22.** Potencia pronosticada del parque eólico de Baltra de un día típico del mes de Diciembre

De la figura anterior se puede observar que el pronóstico de potencia horaria que entrega el parque eólico esta entre [42% - 63%] del 100% para el cual está diseñado el parque, al comparar los porcentajes obtenidos en el mes de Abril con los de Diciembre se puede observar claramente que en este mes los valores pronosticados de velocidad del viento son más altos, pero tampoco en este mes se obtiene un aprovechamiento de la totalidad del diseño del parque eólico.

En la Figura 4.23 se muestra gráficamente con los datos de la Tabla 4.26 (P\_PANEL PV SC) con la finalidad de observar de mejor manera el pronóstico de potencia del parque solar fotovoltaico Puerto Ayora ubicado en Santa Cruz.





**Figura 4.23.** Potencia pronosticada del parque solar fotovoltaico Puerto Ayora de un día típico del mes de Diciembre

De la figura anterior se puede observar que el pronóstico de potencia diferente de cero está comprendido entre las [7h00 – 17h00], existiendo una hora menos de potencia disponible que en el mes de Abril. En este mes la potencia que entrega cada parque solar fotovoltaico es menor que la entregada en el mes de Abril, ya que los valores esperados de radiación solar, en cada una de las horas, fueron menores a 1000 [W/m<sup>2</sup>].

Para abastecer la demanda del sistema híbrido se complementa con la planta de generación térmica, de igual manera como se lo realizó en el mes de Abril, en la Tabla 4.27 se presenta el Despacho Económico de las unidades térmicas de generación.

**Tabla 4.27.** Despacho Económico horario de la planta de Generación Térmica del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra para el mes de Diciembre

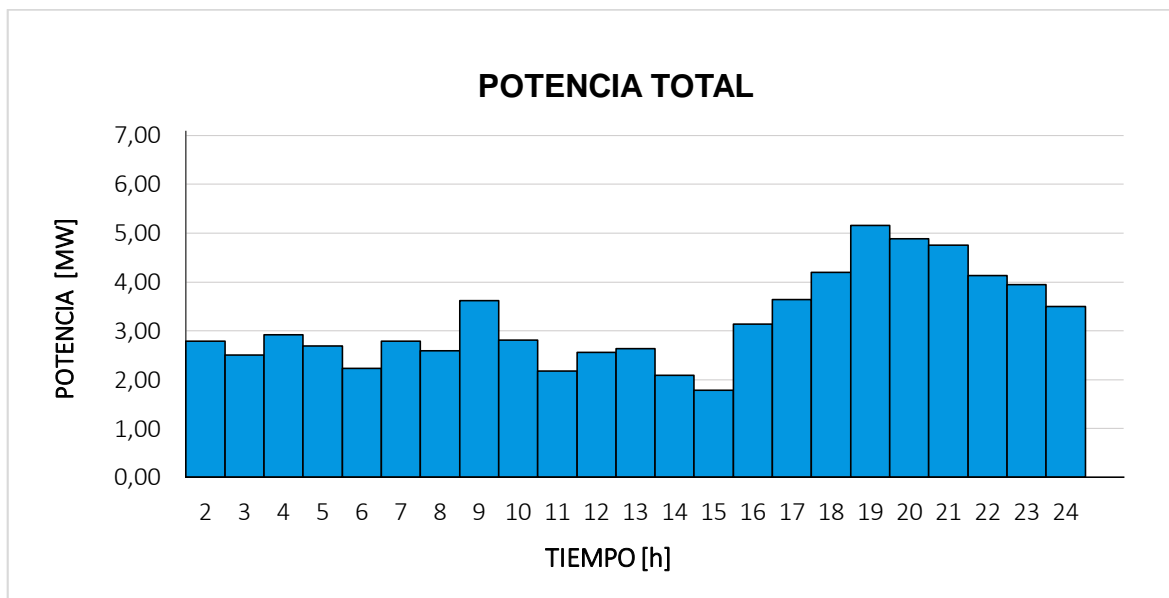
HORA	P_GEN1	P_GEN2	P_GEN3	P_GEN4	P_GEN5	P_GEN6	P_GEN7	P_GEN8	P_GEN9
1	0,260	0,260	0,260	0,260	0,441	0,260	0,365	0,677	0,677
2	0,227	0,227	0,227	0,227	0,349	0,227	0,301	0,481	0,481
3	0,213	0,213	0,213	0,213	0,312	0,213	0,274	0,410	0,410
4	0,234	0,234	0,234	0,234	0,367	0,234	0,314	0,518	0,518
5	0,222	0,222	0,222	0,222	0,335	0,222	0,291	0,454	0,454
6	0,197	0,197	0,197	0,197	0,276	0,197	0,247	0,347	0,347
7	0,228	0,228	0,228	0,228	0,351	0,228	0,302	0,484	0,484

8	0,223	0,223	0,223	0,223	0,339	0,223	0,294	0,461	0,461
9	0,277	0,277	0,277	0,277	0,489	0,277	0,398	0,780	0,780
10	0,249	0,249	0,249	0,249	0,410	0,249	0,343	0,609	0,609
11	0,223	0,223	0,223	0,223	0,338	0,223	0,293	0,460	0,460
12	0,236	0,236	0,236	0,236	0,372	0,236	0,317	0,528	0,528
13	0,242	0,242	0,242	0,242	0,390	0,242	0,330	0,566	0,566
14	0,216	0,216	0,216	0,216	0,320	0,216	0,280	0,425	0,425
15	0,194	0,194	0,194	0,194	0,269	0,194	0,241	0,334	0,334
16	0,254	0,254	0,254	0,254	0,423	0,254	0,352	0,637	0,637
17	0,273	0,273	0,273	0,273	0,476	0,273	0,389	0,753	0,753
18	0,294	0,294	0,294	0,294	0,534	0,294	0,429	0,873	0,873
19	0,350	0,350	0,350	0,350	0,659	0,350	0,524	1,091	1,091
20	0,332	0,332	0,332	0,332	0,623	0,332	0,496	1,034	1,034
21	0,323	0,323	0,323	0,323	0,604	0,323	0,481	1,002	1,002
22	0,290	0,290	0,290	0,290	0,523	0,290	0,421	0,850	0,850
23	0,280	0,280	0,280	0,280	0,496	0,280	0,403	0,796	0,796
24	0,260	0,260	0,260	0,260	0,440	0,260	0,364	0,674	0,674

---

Como se puede observar en la tabla anterior se presenta el resultado del OPF, el cual indica cómo deberían los generadores térmicos proporcionar potencia eléctrica para disminuir costos, cumpliendo con restricciones de cargabilidad de cada elemento que conforma el sistema híbrido, límites de voltaje de cada barra y límites de potencia activa de cada generador.

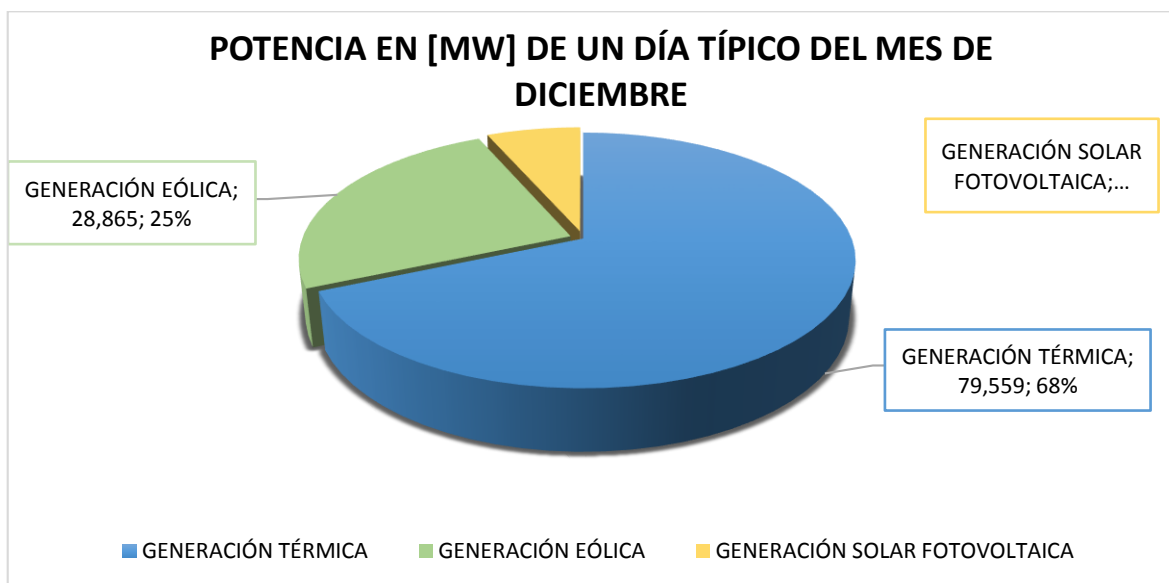
En la Figura 4.24 se muestra gráficamente la planta de generación térmica resultante de la suma del Despacho Económico de cada hora de la Tabla 4.27 con la finalidad de observar de mejor manera lo que sucede en ciertas horas.



**Figura 4.24.** Despacho Económico horario de la central térmica del Sistema Híbrido Santa Cruz y Baltra para el mes Diciembre

En la figura anterior se puede evidenciar la presencia de picos debido a que la curva de carga (Figura 4.11) en las horas [9h00, 12h00 y 19h00] presenta demandas máximas, como lo mencionado en el mes de Abril.

En la Figura 4.25 se muestra un diagrama circular el porcentaje de generación Térmica, eólica y solar fotovoltaica pertenecientes a la potencia a y el Despacho Económico de las Tablas 4.26 y 4.27 según corresponda.



**Figura 4.25.** Potencia Total de un día típico del mes de Diciembre

En la figura anterior se observan los porcentajes de potencia que entrega cada tipo generación presente en el sistema híbrido dando así un total del 32% entre generación eólica y solar fotovoltaica y un 68% de generación térmica obtenida para un día típico del mes de Diciembre, reduciendo significativamente el consumo de combustibles fósiles.

### **4.3. Análisis Probabilístico de las Simulaciones**

En el ANEXO IX, se presenta el archivo .pfd de DigSILENT Power Factory que contiene la red con el código de programación en DPL para un total de 2,000 simulaciones del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra.

Para el análisis probabilístico de las simulaciones ( $N_s=2,000$ ) se presentan histogramas, con el fin de entender y analizar el comportamiento de los valores obtenidos.

Debido a la gran cantidad de valores para realizar un análisis, se presentan los correspondientes a 3 horas del día, 07h00, 12h00 y 17h00, tanto para el mes de Abril como para el de Diciembre, se escogieron esas horas por los siguientes motivos.

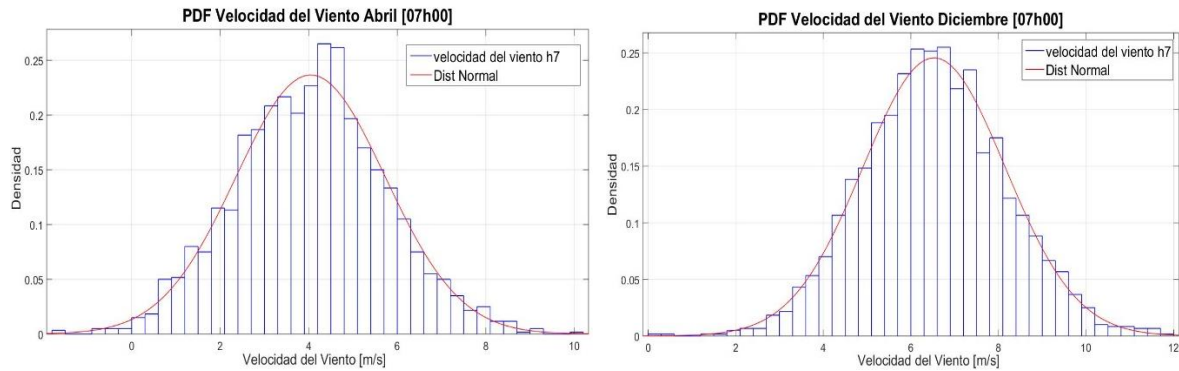
- 07h00: En esta hora se empieza a generar potencia renovable considerable ya que la radiación solar y velocidad del viento tienen una tendencia creciente.
- 12h00: En esta hora se tienen valores máximos de velocidad del viento y radiación solar, y además se presenta la demanda máxima de acuerdo con las curvas de carga.
- 17h00: En esta hora se presentan valores con tendencia decreciente de radiación solar.

#### **4.3.1. Histogramas de velocidad del viento y Potencia Eólica**

Tanto en Abril como en Diciembre de acuerdo con el análisis del RMSE se utilizó una distribución Normal para la generación de escenarios con el MSM.

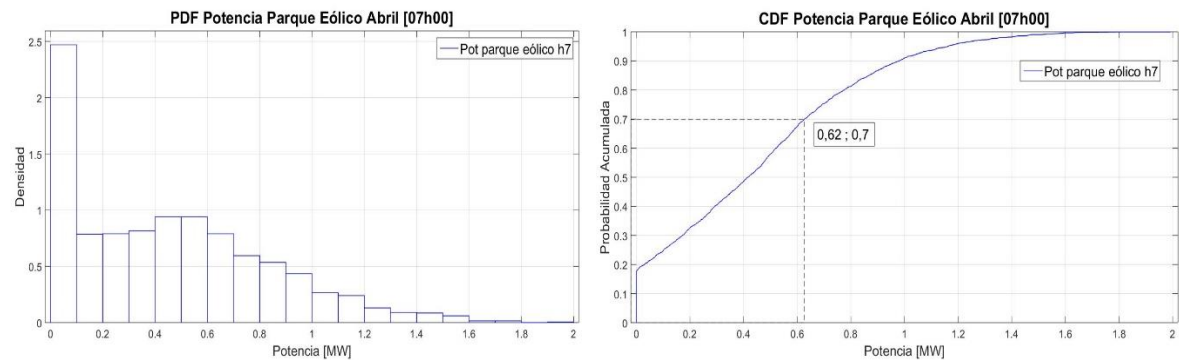
- Hora: 07h00

En la Figura 4.26, la pdf muestra que para Abril se tienen valores máximos de hasta 10 [m/s], mientras que para Diciembre son de hasta 12 [m/s], con un valor esperado en Diciembre mayor que el de Abril, de 6,52 [m/s] y 4,04 [m/s] respectivamente. Además en Abril, se obtuvieron valores de velocidad del viento menores a cero, con una baja frecuencia de ocurrencia en Abril.



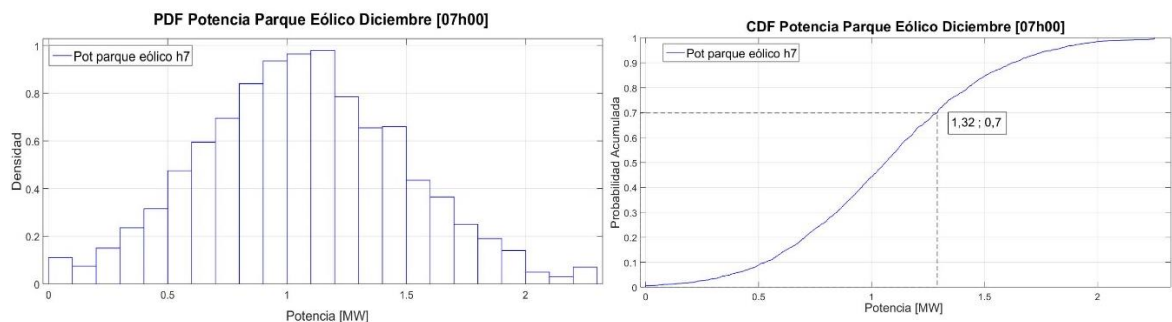
**Figura 4.26.** PDF de la velocidad del viento de Abril y Diciembre, 07h00

En el parque eólico, la probabilidad de que se tengan potencias menores o iguales a 0,62 [MW] en el mes de Abril para las 07h00 es del 70%, como se presenta en la Figura 4.27, además la probabilidad de que no se genere potencia es del 19%, lo cual se debe a la curva del aerogenerador, ya que un valor de velocidad del viento menor a 2,5 [m/s] la salida de potencia es cero.



**Figura 4.27.** PDF y CDF de la Potencia del Parque Eólico del mes de Abril, 07h00

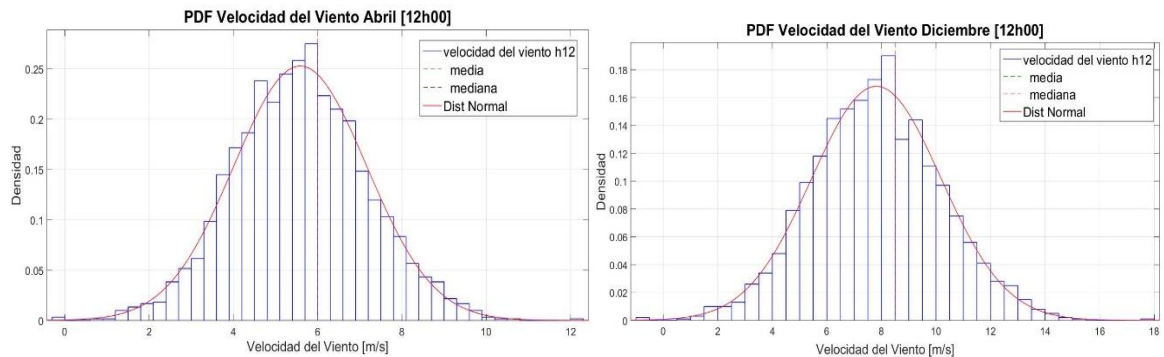
En el parque eólico, la probabilidad de que se tengan potencias menores o iguales a 1,32 [MW] en el mes de Diciembre para las 07h00 es del 70%, como se presenta en la Figura 4.28, y además en este mes las velocidades del viento menores a 2,5 [m/s] tienen una menor probabilidad de ocurrencia en comparación con el mes de Abril.



**Figura 4.28.** PDF y CDF de la Potencia del Parque Eólico del mes de Diciembre, 07h00

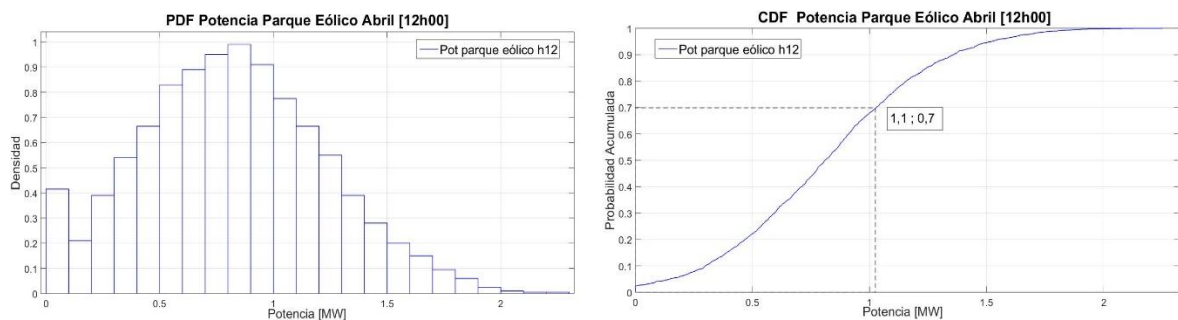
- 12h00

En la Figura 4.29 se observa que en esta hora para Abril se obtuvieron valores menores de velocidad del viento en comparación con Diciembre, con un máximo de 12 [m/s] mientras que en Diciembre se obtuvieron valores de hasta 18 [m/s], con un valor esperado en Diciembre mayor que el de Abril, de 8,5 [m/s] y 6 [m/s] respectivamente.



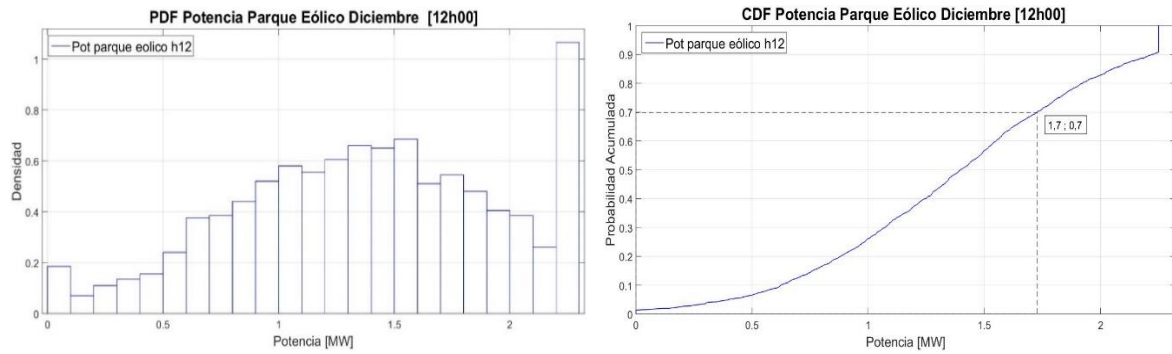
**Figura 4.29.** PDF de la velocidad del viento de Abril y Diciembre, 12h00

En el parque eólico, la probabilidad de que se tengan potencias menores o iguales a 1,1 [MW] en el mes de Abril para las 12h00 es del 70%, como se presenta en la Figura 4.30, además la probabilidad de que no se genere potencia está entre el 2% y 3%, siendo un valor menor en comparación con la hora 07h00.



**Figura 4.30.** PDF y CDF de la Potencia del Parque Eólico del mes de Abril, 12h00

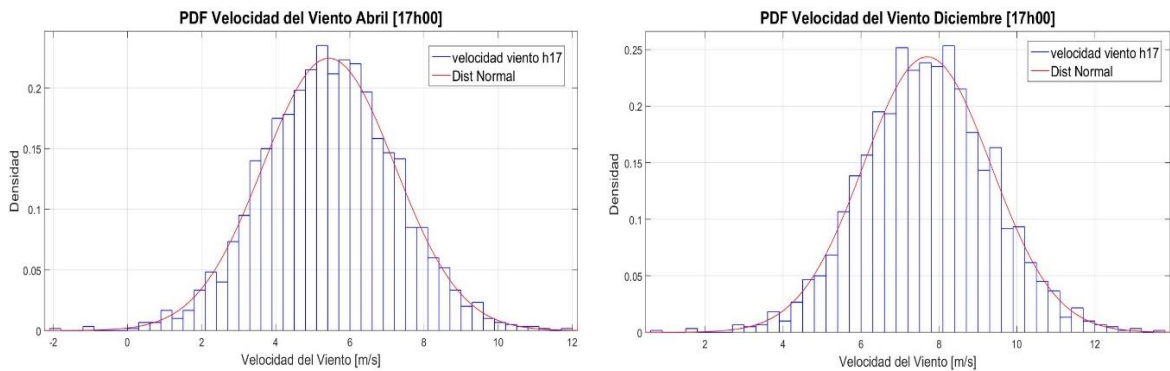
En el parque eólico, la probabilidad de que se tengan potencias menores o iguales a 1,7 [MW] en el mes de Diciembre para las 12h00 es del 70%, como se presenta en la Figura 4.31, en la cdf aproximadamente del 90% en adelante presenta un comportamiento lineal, lo cual se debe a la característica de la curva de los aerogeneradores, donde a velocidades mayores a 11 [m/s] se genera a Potencia nominal con un 10% de probabilidad aproximadamente y con el 1% de probabilidad de que el parque no genere potencia.



**Figura 4.31.** PDF y CDF de la Potencia del Parque Eólico del mes de Diciembre, 12h00

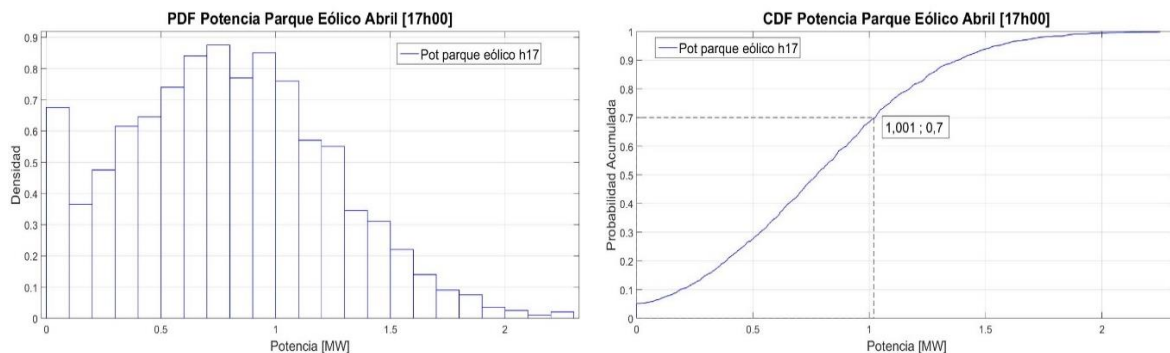
- 17h00

En la Figura 4.32 se observan valores de velocidad del viento máximos en Abril de hasta 11,97 [m/s] y en Diciembre de hasta 12,74 [m/s], con valores esperados de 5,94 [m/s] en Abril y 7,56 [m/s].en Diciembre.



**Figura 4.32.** PDF de la velocidad del viento de Abril y Diciembre, 17h00

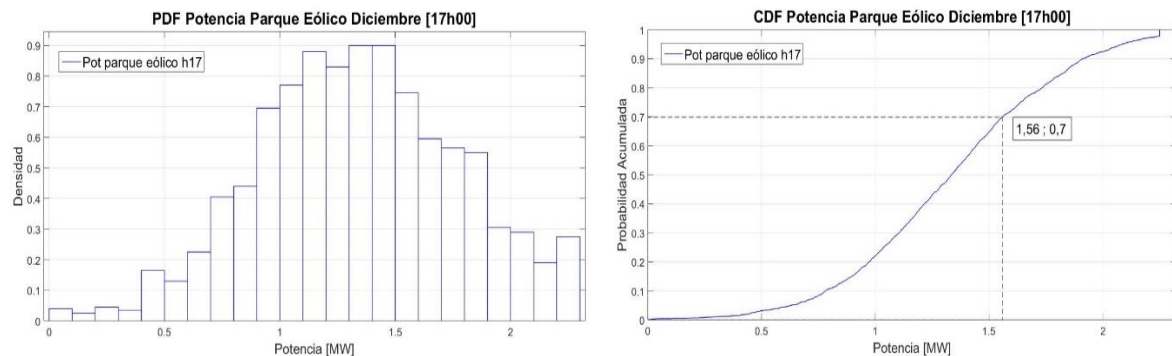
La probabilidad de que se tengan potencias menores o iguales a 1,001 [MW] en el mes de Abril para las 17h00 es del 70%, como se presenta en la cdf de la Figura 4.33, además la probabilidad de que no se genere potencia está entre el 5% y 6%.



**Figura 4.33.** PDF y CDF de la Potencia del Parque Eólico del mes de Abril, 17h00

La probabilidad de que se tengan potencias menores o iguales a 1,56 [MW] es del 70%, como se presenta en la cdf de la Figura 4.34, a diferencia del mes de Abril se presenta

menor frecuencia de ocurrencia en las potencias comprendidas entre el intervalo de 0 a 0,50 [MW].



**Figura 4.34.** PDF y CDF de la Potencia del Parque Eólico del mes de Diciembre, 17h00

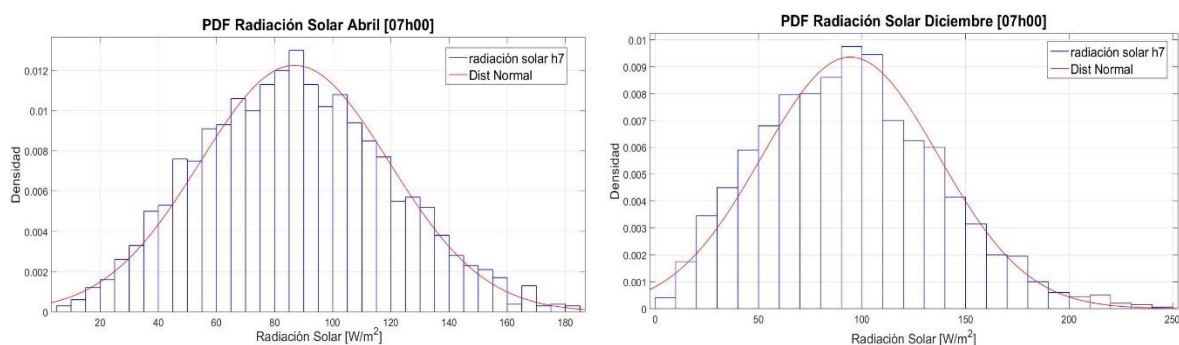
### 4.3.2. Histogramas de radiación solar y Potencia Solar Fotovoltaica

Como los histogramas de Potencia de las dos plantas solares fotovoltaicas resultan en cierta forma parecidos, debido a que la radiación solar obtenida de las Simulaciones de Montecarlo se utiliza tanto para el cálculo de la Potencia de la Planta Solar Fotovoltaica de Baltra como la de Santa Cruz y es por esta razón que solo se presentan los histogramas de la Planta Solar Fotovoltaica de Baltra.

Tanto en Abril como en Diciembre de acuerdo con el análisis del RMSE se utilizó una distribución de Weibull para la generación de escenarios con el MSM.

- 07h00

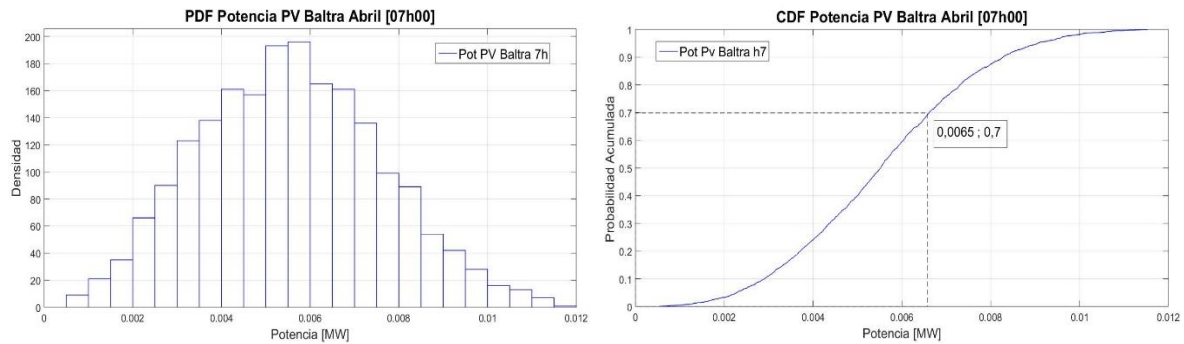
En la Figura 4.35 se observan valores de radiación solar máximos en Abril de hasta 180 [W/m<sup>2</sup>] y en Diciembre de hasta 250 [W/m<sup>2</sup>], con valores esperados de 86,89 [W/m<sup>2</sup>] en Abril y 93,53 [W/m<sup>2</sup>] en Diciembre.



**Figura 4.35.** PDF de la radiación solar de Abril y Diciembre 07h00

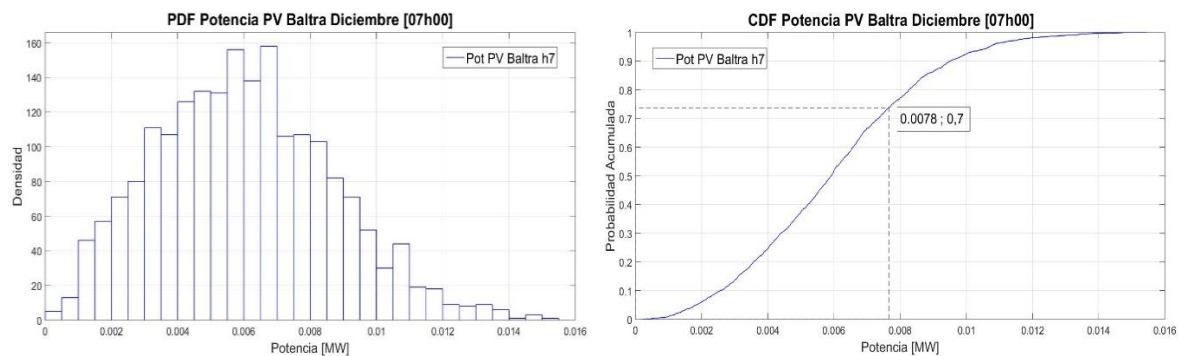
En la Figura 4.36 la probabilidad de que se tengan potencias menores o iguales a 0,0065 [MW] es del 70%.





**Figura 4.36.** PDF y CDF de la Potencia de la Planta Solar PV Baltra del mes de Abril 07h00

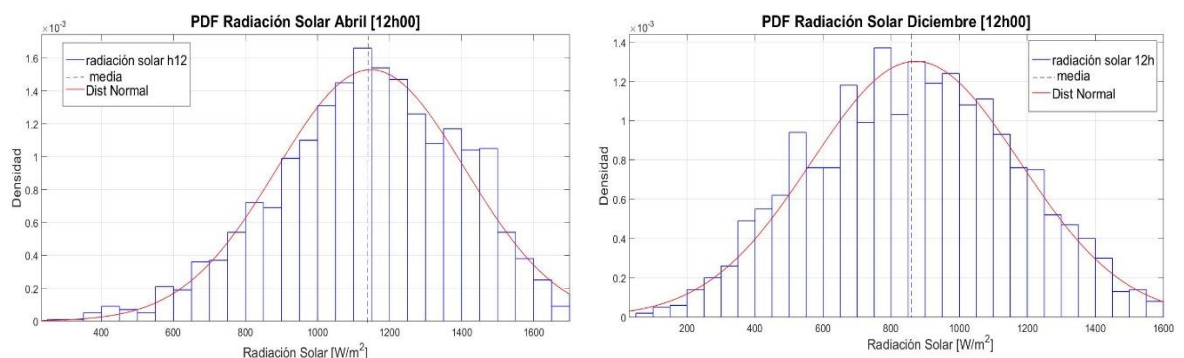
En la Figura 4.37 la probabilidad de que se tengan potencias menores o iguales a 0,0078 [MW] es del 70%.



**Figura 4.37.** PDF y CDF de la Potencia de la Planta Solar PV Baltra del mes de Diciembre

- 12h00

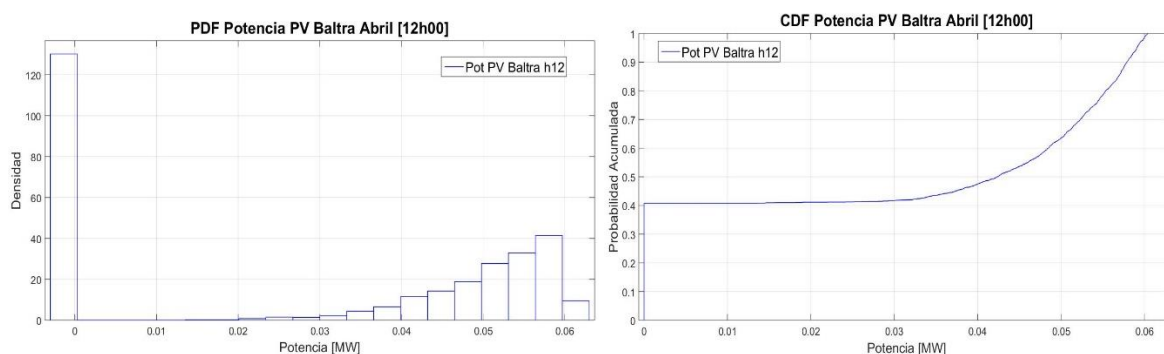
Esta hora en particular presenta una radiación solar elevada y en consecuencia se obtienen mayores niveles de generación en las plantas solares fotovoltaicas con respecto a las demás horas. En la Figura 4.38, se observan valores mayores a 1200 [W/m<sup>2</sup>] tanto en el mes de Abril como el de Diciembre.



**Figura 4.38.** PDF de la radiación solar de Abril y Diciembre 12h00

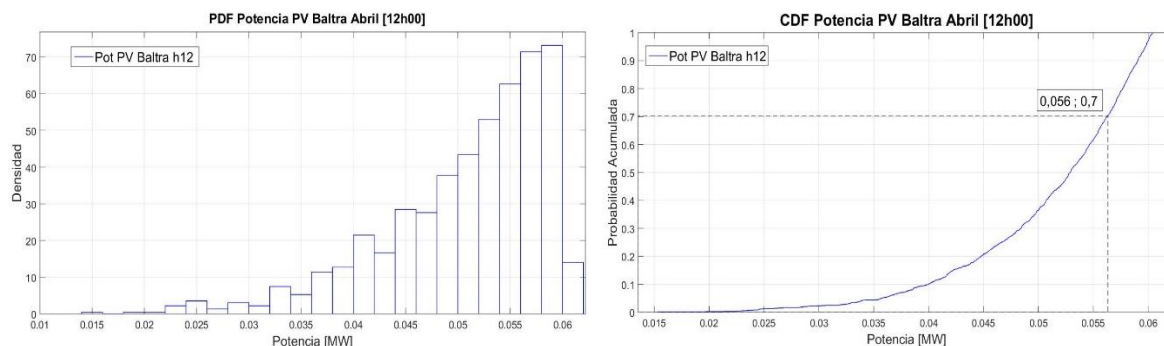
Para esta hora de análisis se puede decir que la radiación solar en Abril fue mayor que la obtenida en Diciembre, con valores esperados de 1132 [W/m<sup>2</sup>] y 876,919 [W/m<sup>2</sup>] respectivamente, además se han obtenido también, valores máximos de radiación solar de hasta 1800 [W/m<sup>2</sup>], siendo valores que se encuentran fuera del límite máximo establecido en la sección 3.4.

En la Figura 4.39, se presenta la pdf y cdf de la Potencia del Parque Solar Fotovoltaico Baltra, incluidos los valores que superan los 1200 [W/m<sup>2</sup>], para observar de mejor manera, todo el conjunto de valores se los ha representado a la izquierda del valor 0 [MW] y presenta una probabilidad acumulada del 40%, siendo este un valor elevado.



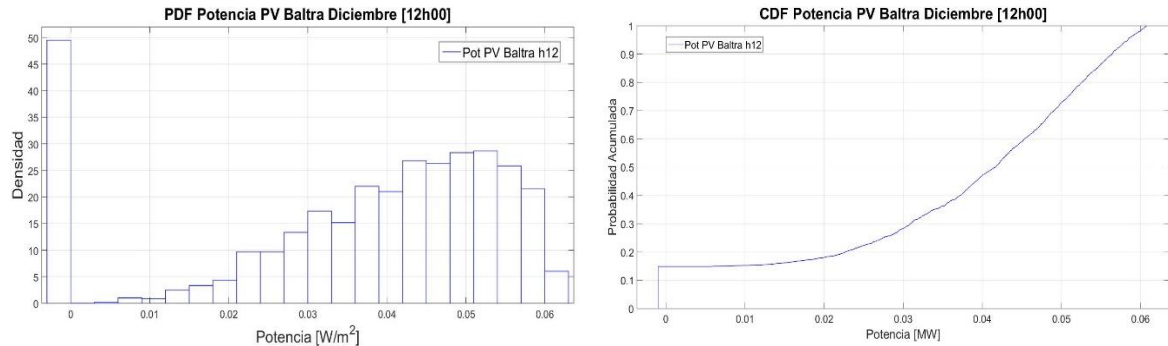
**Figura 4.39.** PDF y CDF de la Potencia de la Planta Solar PV Baltra del mes de Abril, incluidos los valores que se encuentran fuera del límite superior de 1200 [W/m<sup>2</sup>], 12h00

Al excluir del análisis los valores que se encuentran fuera de límite superior, se obtiene una nueva pdf y cdf, con la finalidad de observar el comportamiento solo de los valores que se encuentran dentro del rango entre 0 y 1200 [W/m<sup>2</sup>] como se presenta en la Figura 4.40, donde la probabilidad de que se tengan potencias menores o iguales a 0,056 [MW] es del 70%. Además debido a las consideraciones tomadas en el rango, se presenta un histograma con sesgo negativo (histograma censurado a la izquierda)



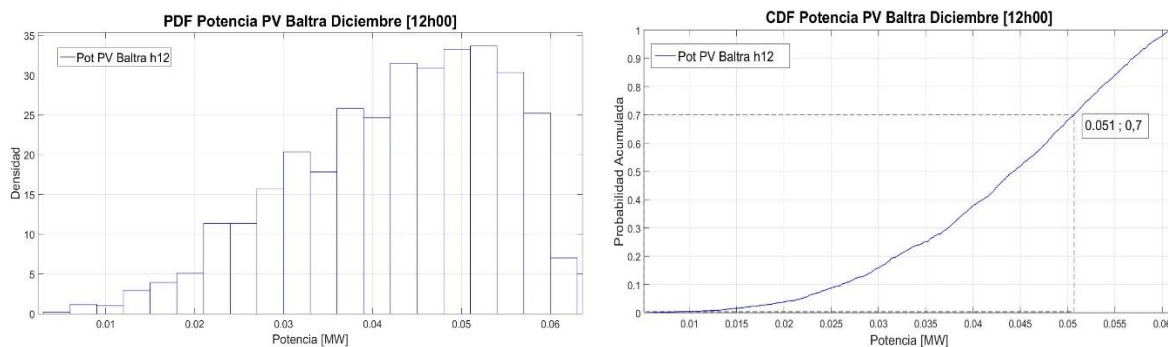
**Figura 4.40.** PDF y CDF de la Potencia de la Planta Solar PV Baltra del mes de Abril, sin tomar en cuenta los valores que se encuentran fuera del límite superior a 1200 [W/m<sup>2</sup>], 12h00

En la Figura 4.41, se presenta la pdf y cdf correspondientes a la Potencia de Parque Solar Fotovoltaico de Baltra para el mes de Diciembre, incluidos los valores que superan los 1200 [W/m<sup>2</sup>], que se los ha representado a la izquierda del valor 0 [MW], y presenta una probabilidad acumulada del 15%, siendo este un valor menor al obtenido en el mes de Abril.



**Figura 4.41.** PDF y CDF de la Potencia de la Planta Solar PV Baltra del mes de Diciembre, incluidos los valores que se encuentran fuera del límite superior de 1200 [W/m<sup>2</sup>], 12h00

Al excluir del análisis los valores que se encuentran fuera del rango, se obtiene una nueva pdf y cdf, como se presenta en la Figura 4.42, donde la probabilidad de que se tengan potencias menores o iguales a 0,051 [MW] es del 70% y al igual que en Abril se presenta un histograma con sesgo negativo.

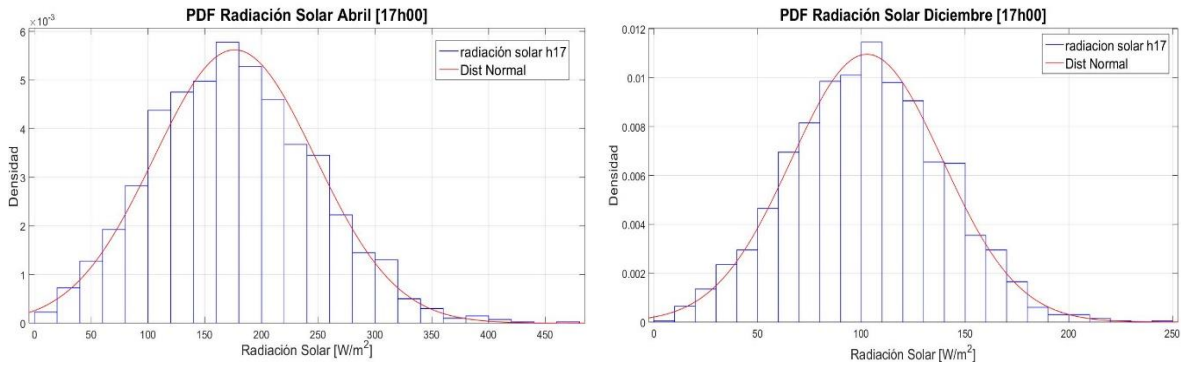


**Figura 4.42.** PDF y CDF de la Potencia de la Planta Solar PV Baltra del mes de Diciembre, sin tomar en cuenta los valores que se encuentran fuera del límite superior de 1200 [W/m<sup>2</sup>], 12h00

Lo que sucede en esta hora en particular, se debe a la gran variación que presentan los datos históricos.

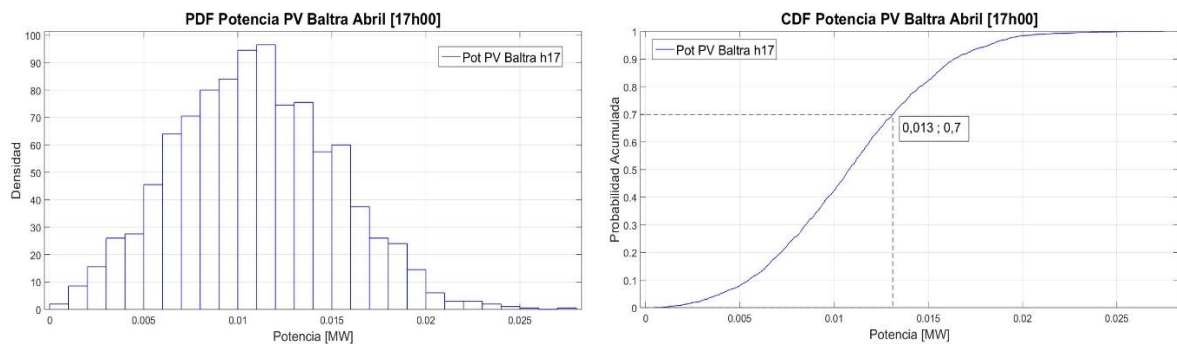
- 17h00

En esta hora existe menos radiación solar que en las otras horas analizadas, en consecuencia se obtienen menores niveles de generación en las plantas solares fotovoltaicas. En la Figura 4.43, se observan valores máximos de 470  $[W/m^2]$  para Abril y de 250  $[W/m^2]$  para Diciembre, con valores esperados mayores en Abril que en Diciembre de 176,36  $[MW]$  y 101,91  $[MW]$  respectivamente.



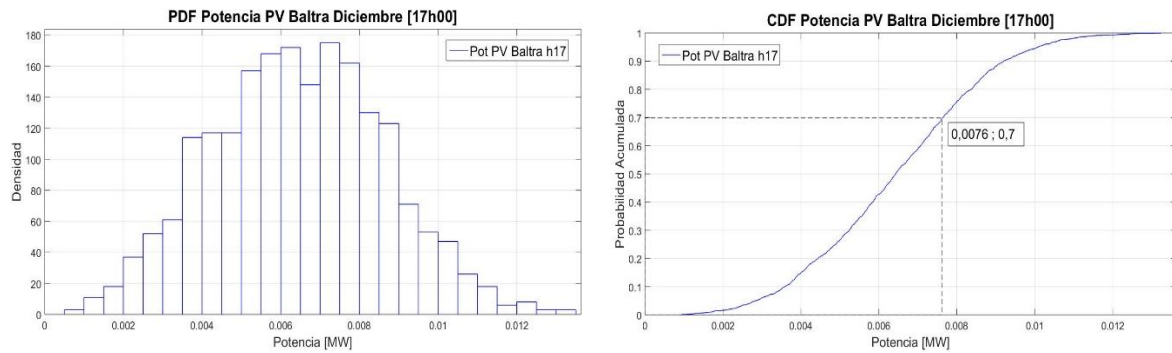
**Figura 4.43.** PDF de la radiación solar de Abril y Diciembre, 17h00

El comportamiento lineal que presentaban las cdf de la Planta Solar fotovoltaica de Baltra en las horas anteriores no se presenta en esta hora, tanto en Abril como en Diciembre, ya que se han obtenido valores de radiación máximos que no superan los 1200  $[W/m^2]$ . En la Figura 4.44 la probabilidad de que se tengan potencias menores o iguales a 0,013  $[MW]$  es del 70%.



**Figura 4.44.** PDF y CDF de la Potencia de la Planta Solar PV Baltra del mes de Abril, 17h00

En la Figura 4.45 la probabilidad de que se tengan potencias menores o iguales a 0,0076  $[MW]$  es del 70%.



**Figura 4.45.** PDF y CDF de la Potencia de la Planta Solar PV Baltra del mes de Diciembre, 17h00

### 4.3.3. Valores de Potencia esperados obtenidos de la Generación Térmica

En la Tabla 4.28 y la Tabla 4.29 se presentan los valores esperados (pronóstico) de Potencia de los Generadores Térmicos, obtenidos al realizar el OPF en cada una de las simulaciones por cada hora analizada.

Al comparar los resultados de las potencias obtenidas de los generadores térmicos del mes de Abril presentados en la Tabla 4.24 con los de la Tabla 4.28, para las horas 07h00 y 17h00, se obtienen resultados bastante parecidos y de igual manera sucede con los resultados obtenidos para el mes de Diciembre de las Tablas 4.27 y 4.29. Pero el valor esperado de las Potencias de los generadores térmicos en el medio día (12h00), varía en mayor proporción y esto se debe a las consideraciones tomadas para el cálculo de la potencia en las Plantas Solares Fotovoltaicas.

**Tabla 4.28** Valores esperados de la Potencia de los Generadores Térmicos para el mes de Abril en [MW]

H	G1 G2 G3 G4 G6 [MW]	G5 [MW]	G7 [MW]	G8 G9 [MW]
7	0,263	0,448	0,369	0,692
12	0,364	0,669	0,537	1,091
17	0,320	0,594	0,475	0,978

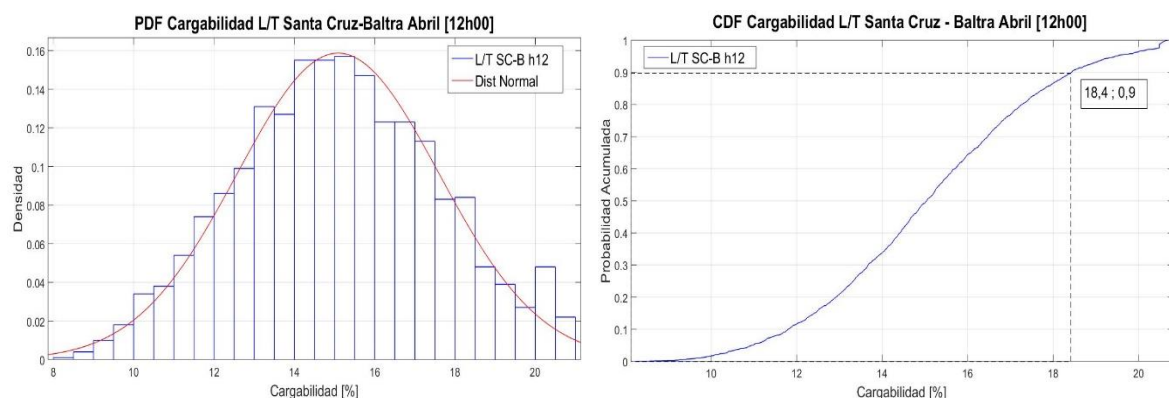
**Tabla 4.29.** Valores esperados de la Potencia de los Generadores Térmicos para el mes de Diciembre en [MW]

H	G1 G2 G3 G4 G6	G5	G7	G8 G9
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
7	0,227	0,351	0,301	0,490
12	0,248	0,409	0,342	0,611
17	0,274	0,479	0,391	0,756

#### 4.3.4. Análisis de Cargabilidad en Transformadores y Línea de Interconexión Baltra - Santa Cruz

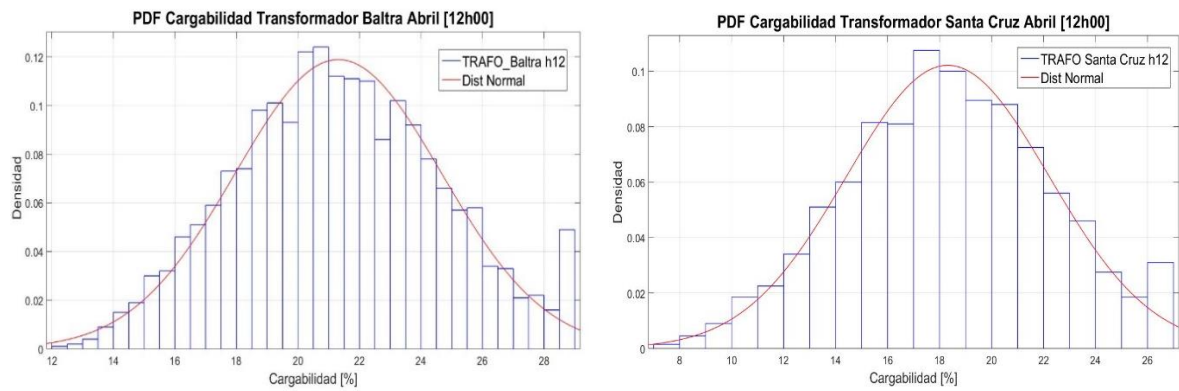
Como se presentaron niveles mayores de Potencia en la curva de carga al medio día (12h00) del mes de Abril, se analiza en esta hora la cargabilidad de la Línea de Transmisión Santa Cruz- Baltra con sus respectivos transformadores. Los histogramas determinados de la cargabilidad sirven para conocer el estado actual del sistema.

En la Figura 4.46 se presenta la pdf y cdf de la cargabilidad de la Línea de Interconexión Baltra – Santa Cruz, donde se observa que el valor máximo de cargabilidad es del 21% y que la probabilidad de tener valores menores o iguales a 18,4 % de cargabilidad en esta línea es del 90%.



**Figura 4.46.** PDF y CDF de la Cargabilidad de la Línea de Interconexión Baltra - Santa Cruz del mes de Abril

Los valores máximos de cargabilidad de los transformadores (TRF\_BALTRA1 y TRF\_SCRUZ1) que se encuentran en cada extremo de la Línea de Interconexión Baltra – Santa Cruz son de 29% y 27% respectivamente, con poca frecuencia de ocurrencia como se observa en la Figura 4.47.



**Figura 4.47.** PDF de la Cargabilidad de los Transformadores ubicados en los extremos de la Línea de Interconexión Baltra - Santa Cruz

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1. Conclusiones

- El contar con una herramienta computacional para determinar el Despacho Económico horario de un sistema híbrido ayuda a tener una mejor planificación del abastecimiento de combustibles fósiles para que en ningún momento exista desabastecimiento de energía eléctrica en sistemas aislados y de difícil acceso.
- La ventaja que existe al utilizar un software como DlgSILENT Power Factory es que permite analizar topologías de red sumamente complejas, donde se integran diferentes elementos de red con la finalidad de acercarse más a la realidad de un sistema eléctrico.
- El análisis del RMSE fue de gran importancia ya que varias bibliografías, que no realizan este tipo de análisis, afirman que en general el perfil de viento sigue una distribución de Weibull lo cual no sucedió en este trabajo, quedando en evidencia que cada sitio se comporta de manera diferente y sus datos pueden ajustarse más a una distribución que a otra.
- La potencialidad que ofrece la herramienta computacional es que, en primer lugar, la macro realizada en Excel puede analizar cualquier mes del año y no solo los meses de Abril y Diciembre, como se lo realizó en el presente trabajo de titulación; además, se pueden analizar los datos horarios-históricos-mensuales de hasta 5 años de velocidad del viento y radiación solar, permitiendo así un análisis más amplio en lo que concierne a los meses y a la cantidad de datos históricos de las variables estocásticas actualizando los resultados obtenidos. En segundo lugar la programación realizada en DPL está diseñada para el análisis mediante el Método de Simulaciones de Montecarlo del parque eólico y los sistemas solares fotovoltaicos del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra utilizando la mejor probabilidad determinada por la macro, ya sea la distribución de Weibull o la Normal, con sus respectivos factores, con lo que finalmente se puede determinar el despacho económico del sistema híbrido.
- La metodología utilizada para determinar el pronóstico de potencia de los sistemas de generación solar y eólico también es útil en gran parte para su dimensionamiento, entonces si existen lugares que tienen disponibles datos históricos del recurso solar y eólico, se puede utilizar el Método de Simulaciones de



Montecarlo para determinar el pronóstico de velocidad del viento y radiación solar, los cuales son factores muy importantes y determinantes al momento de dimensionar este tipo de centrales de generación eléctrica.

- Debido a que los costos de generación que fueron configurados en cada generador térmico del sistema híbrido son iguales, se obtuvieron potencias horarias parecidas en el despacho económico, lo cual cambiaría drásticamente si a cada generador térmico se le carga una función diferente de costos.
- Los valores esperados, obtenidos al realizar 20,000 y 2,000 simulaciones son prácticamente parecidos, quedando en evidencia que no necesariamente se necesita un número elevado de simulaciones, sino que es más eficiente realizar un análisis para establecer un número adecuado de simulaciones.
- Al realizar un solo OPF con el valor esperado de cada hora se obtiene un solo despacho económico de un día típico, pero todo el conjunto de valores obtenidos de las Simulaciones de Montecarlo se pierden al realizar este procedimiento. En este sentido a pesar del significativo esfuerzo de cómputo es de gran importancia en cada una de las Simulaciones de Montecarlo la realización de flujos óptimos.
- El OPF se convierte en una herramienta para constatar si las potencias (eólica y solar fotovoltaica) obtenidas de cada una de las Simulaciones de Montecarlo se encuentran dentro de límites que permiten que el sistema tenga un funcionamiento adecuado. En este sentido el OPF, a más de determinar la generación térmica que necesita la carga para su correcto funcionamiento, verifica si el sistema está funcionando o no correctamente. Sin embargo se debe notar que debido a que las potencias que entregan cada uno de los sistemas de generación (eólico y solar fotovoltaico) se determinan en función de las curvas y restricciones consideradas en los algoritmos de producción de potencia, se asegura el cumplimiento de una operación adecuada de dichas fuentes energéticas.
- El análisis de cargabilidad realizado para la línea de Interconexión Baltra - Santa Cruz, demuestra que para esta línea se registra un valor esperado de 18% de cargabilidad. En función de esto se concluye que esta línea puede soportar planes de expansión en los que se considere el incremento de la demanda y/o generación eléctrica.

## 5.2. Recomendaciones

- Para un futuro análisis de las variables aleatorias (velocidad del viento y radiación solar) se sugiere el uso de funciones polinómicas debido a la gran dificultad que presenta el despeje de la variable aleatoria en las funciones de probabilidad acumuladas.
- Se recomienda realizar propuestas de mejora del método, como por ejemplo, incorporar el análisis de la tasa forzada de salida (FOR), para cada parque solar fotovoltaico o eólico con la única finalidad de obtener un mejor pronóstico de potencia, debido a que en general los elementos que conforman un sistema eléctrico también se comportan de manera estocástica.
- En un futuro estudio se podría incorporar el modelo de las baterías existentes en el sistema híbrido, donde se puedan representar las variables que influyen directamente en su comportamiento como: la energía almacenada, tiempo de carga, tiempo de descarga, entre otras, e incluirlas dentro del problema de optimización (flujos óptimos de potencia) para que ellas también puedan ser optimizadas en conjunto con las restricciones de la red con la ayuda de paquetes computacionales de mayor alcance en cuanto a la formulación de problemas de optimización como lo son GAMS y MATLAB.
- Para un futuro estudio se recomienda realizar un Unit Commitment, con la finalidad de minimizar costos, definiendo cuales serían los generadores térmicos que arrancan y además analizar márgenes de reserva de acuerdo con las incertidumbres en el pronóstico.
- Se recomienda para trabajos futuros, realizar un aumento en el tamaño de la muestra, reducir el nivel de confianza y/o mejorar la forma de recolección de los datos, con el fin de obtener un intervalo de confianza donde la estimación del recurso (eólico y solar) resulte más precisa.

## 6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] C. Zapata, "Análisis Probabilístico y Simulación", Universidad Tecnológica de Pereira, 2010.
- [2] G. Martín Reyes, "La función de probabilidad normal: Características y aplicaciones", 2012. [Online]. Available: <http://www.extoikos.es/n6/pdf/16.pdf>.
- [3] P. Vale, "Energy assessment of photovoltaic conversion systems", 2015.
- [4] A. Abdelaziz, Y. Hegazy, W. El-Khattam and M. Othman, "Optimal allocation of stochastically dependent renewable energy based distributed generators in unbalanced distribution networks", *Electric Power Systems Research*, vol. 119, pp. 34-44, 2014.
- [5] R. Billinton and R. Allan, *Reliability evaluation of engineering systems*, 2<sup>nd</sup> ed. New York: Springer, 1992.
- [6] S. Montoya Salazar and W. Valenzuela Idarraga, "Impacto de la generación fotovoltaica en un sistema de distribución local", *Hdl.handle.net*, 2015. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/11059/5783>.
- [7] S. Talari, M. Haghifam and M. Yazdaninejad, "Stochastic-based scheduling of the microgrid operation including wind turbines, photovoltaic cells, energy storages and responsive loads", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, no. 12, pp. 1498-1509, 2015.
- [8] Yin Yao, Wenzhong Gao, J. Momoh and E. Muljadi, "Economic dispatch for microgrid containing electric vehicles via probabilistic modelling", *2015 North American Power Symposium (NAPS)*, 2015.
- [9] Y. Garrido Fuhrop, "Modelo de despacho económico para sistemas medianos", *Repositorio.uchile.cl*, 2016. [Online]. Available: <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/141752>.
- [10] J. Izquierdo Franco, "Estudio de flujos de potencia y análisis de fallas en sistemas eléctricos de distribución radial", 2002. [Online]. Available: <http://eprints.uanl.mx/5155/1/1020147516.PDF>.

- [11] F. Vinueza Gomez, "Flujo óptimo de potencia", 1984. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6781/1/T615.pdf>.
- [12] M. Pirnia, "Stochastic Modeling and Analysis of Power Systems with Intermittent Energy Sources", *Hdl.handle.net*, 2014. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/10012/8251>.
- [13] J. Fernández Gonzáles and E. Fuentes López, "Modelo del flujo óptimo de potencia utilizando técnicas de optimización", 2011. [Online]. Available: [http://cef.uca.edu.sv/descargables/tesis\\_descargables/modelo\\_de\\_flujo\\_optimo\\_de\\_potencia\\_utilizando\\_tecnicas\\_de\\_optimizacion.pdf](http://cef.uca.edu.sv/descargables/tesis_descargables/modelo_de_flujo_optimo_de_potencia_utilizando_tecnicas_de_optimizacion.pdf).
- [14] J. Hetzer, D. Yu and K. Bhattacharai, "An Economic Dispatch Model Incorporating Wind Power", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 2, pp. 603-611, 2008.
- [15] C. Chérrez Barragán, "Flujo óptimo de potencia para minimizar costos de producción en el Sistema Nacional Interconectado empleando el programa POWERFACTORY de DIgSILENT", *Bibdigital.epn.edu.ec*, 2017. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17329>.
- [16] "Power System Analysis and Engineering - DIgSILENT Germany", *Digsilent.de*, 2014. [Online]. Available: <http://www.digsilent.de>.
- [17] E. Castillo, A. Conejo, P. Pedregal, R. García and N. Alguacil, *Formulación y resolución de modelos de programación matemática en Ingeniería y Ciencia*. Barcelona: Universidad de Castilla-La Mancha, 2002.
- [18] A. Rueda Medina and J. Lopez Lezama, "Comparación de métodos de programación matemática aplicados a la solución del problema de flujos de potencia óptimo", 2009. [Online]. Available: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=84916714007>.
- [19] J. López Lezama and L. Gallego Pareja, "Flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad usando un método de punto interior", 2008
- [20] W. Contreras, "Implementación eficiente del reparto de cargas óptimo mediante puntos interiores", *Repositorio.educacionsuperior.gob.ec*, 2013. [Online]. Available:

<http://repositorio.educacionsuperior.gob.ec/bitstream/28000/976/1/T-SENESCYT-0380.pdf>.

- [21] J. Castro, "Una Introducción al método del escalado afín para programación lineal", 2000. [Online]. Available: <http://www-eio.upc.es/~jcastro/publications/reports/dr2000-02.pdf>.
- [22] N. Guzmán Encalada, "Flujo de Potencia Óptimo Para Minimizar las Pérdidas de Potencia Activa en el Sistema Nacional Interconectado Empleando el Método de Puntos Interiores Primal-Dual y Programación Matlab", *Bibdigital.epn.edu.ec*, 2014. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/8840>.
- [23] W. Vargas Contreras, "Implementación eficiente del reparto de cargas óptimo mediante puntos interiores", *Repositorio.educacionsuperior.gob.ec*, 2013. [Online]. Available: <http://repositorio.educacionsuperior.gob.ec/handle/28000/976>.
- [24] F. Capitanescu, M. Glavic, D. Ernst and L. Wehenkel, "Interior-point based algorithms for the solution of optimal power flow problems", *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 5-6, pp. 508-517, 2007.
- [25] Y. Atwa, "Distribution System Planning and Reliability Assessment under High DG Penetration", *Uwspace.uwaterloo.ca*, 2010. [Online]. Available: <https://uwspace.uwaterloo.ca/handle/10012/5011>.
- [26] "Método de Box-Muller", *Los diccionarios y las enciclopedias sobre el Académico* [Online]. Available: <http://www.esacademic.com/dic.nsf/eswiki/801188>.
- [27] K. Itaz Alcuacer, "Estudio de factibilidad de un sistema de generación fotovoltaico para brindar servicio al edificio sede de la Organización Latinoamericana de Energía", *Bibdigital.epn.edu.ec*, 2017. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19000>.
- [28] A. Luque and S. Hegedus, *Handbook of photovoltaic science and engineering*. Chichester, West Sussex, U.K.: Wiley, 2012

- [29] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel and S. Ploix, "Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 3, pp. 309-320, 2011.
- [30] L. Cachipiendo Amagua, "Estimación de la potencia producida por módulos fotovoltaicos en base a Redes Neuronales Artificiales y comparación con metodologías basadas en Regresiones Múltiples", *Bibdigital.epn.edu.ec*, 2016. [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/14139>.
- [31] G. DigSILENT "*Estudios eléctricos y de operación del sistema híbrido Galápagos*" – 2012.
- [32] "INDICADORES DE GESTION 2017 – Empresa Eléctrica de Galápagos", *Elecgalapagos.com.ec*. [Online]. Available: <http://www.elecgalapagos.com.ec/newsite/indicadores-de-gestion/>.

## 7. ANEXOS

La información de cada Anexo se lo presenta en formato digital debido a la su gran extensión y está organizada de la siguiente manera:

**ANEXO I.** Diagrama unifilar del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra que está ubicado en el Archipiélago de Galápagos (año 2012).

**ANEXO II.** Datos horarios de 3 años de velocidad del viento en [m/s] de la Isla Baltra de los meses de Abril y Diciembre.

**ANEXO III.** Datos horarios de 3 años de radiación solar en [W/m<sup>2</sup>] de las Islas Santa Cruz y Baltra de los meses de Abril y Diciembre.

**ANEXO IV.** Macro realizada en Excel para el tratamiento de las variables estocásticas con sus respectivas indicaciones de uso y archivo de DIgSILENT que contiene la red del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra con el código de programación y presentación de resultados.

**ANEXO V.** Resultados del análisis del RMSE de la velocidad del viento del mes de Abril.

**ANEXO VI.** Resultados del análisis del RMSE de la velocidad del viento del mes de Diciembre.

**ANEXO VII.** Resultados del análisis del RMSE de la radiación solar del mes de Abril.

**ANEXO VIII.** Resultados del análisis del RMSE de la radiación solar del mes de Diciembre.

**ANEXO IX.** Archivo .pfd de DIgSILENT Power Factory que contiene la red con el código de programación en DPL para un total de 2,000 simulaciones del Sistema Híbrido de las Islas Santa Cruz y Baltra.



**ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**  
"CAMPUS POLITÉCNICO JOSÉ RUBÉN ORELLANA RICAURTE"

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **ORDEN DE EMPASTADO**

*De acuerdo con lo estipulado en el Art. 27 del Instructivo para la Implementación de la Unidad de Titulación en las Carreras y Programas Vigentes de la Escuela Politécnica Nacional, aprobado por Consejo Politécnico en sesión extraordinaria del 29 de abril de 2015 y por delegación del Decano, una vez verificado el cumplimiento de formato de presentación establecido, se autoriza la impresión y encuadernación final del Trabajo de Titulación presentado por:*

**SANDRA ELIZABETH BASTIDAS MOROCHO**

**Fecha de autorización: 24 de julio de 2018**



Paola P