Sevilla, Junio 2014

Análisis y Diseño de Redes de Distribución Mediante Cálculo Paralelo

Juan A. Martínez Velasco Gerardo Guerra
Universitat Politècnica de Catalunya
Barcelona

Bibliografía

J.A. Martinez and G. Guerra, “Optimum placement of distributed generation in three-phase distribution systems with time varying load using a Monte Carlo approach,” *IEEE PES General Meeting*, San Diego, July 2012.

J. A. Martinez and G. Guerra, “A Monte Carlo approach for distribution reliability assessment considering time varying load and system reconfiguration,” *IEEE PES General Meeting*, Vancouver, July 2013.

J. A. Martinez and G. Guerra, “A Monte Carlo method for optimum placement of photovoltaic generation using a multicore computing environment,” *IEEE PES General Meeting*, National Harbour, July 2014.

J. A. Martinez and G. Guerra, “A Parallel Monte Carlo method for optimum allocation of distributed generation,” Aceptado para publicar en *IEEE Trans. on Power Systems*.

J. A. Martinez and G. Guerra, “A Parallel Monte Carlo approach for distribution reliability assessment,” Aceptado para publicar en *IET Generation, Transmission & Distribution.*

Contenido

- Generación de curvas
  - Perfiles de carga
  - Irradiancia solar
  - Temperatura de operación del panel fotovoltaico
  - Potencia de generador eólico
- Análisis de redes de distribución mediante cálculo paralelo
  - Localización óptima de generación distribuida
  - Fiabilidad en redes de distribución

PERFILES DE CARGA

- Los perfiles de carga se pueden crear combinando diferentes tipos de curvas de demanda.
- Las curvas de demanda a utilizar serán generadas de forma sintética.
- Para la generación sintética de curvas de demanda se utilizara un grupo de curvas base que representan el comportamiento real de diferentes tipos de consumidores.

PERFILES DE CARGA

Las curvas base utilizadas pueden representar los siguientes tipos de consumidores:

- Residencial
- Pequeñas cargas
- Factor de potencia bajo
- Factor de potencia medio y alto
- Grandes cargas

PERFILES DE CARGA

Generación sintética de curvas de demanda

1. Escoger una curva base (*ls*).
2. Determinar la *tendencia anual* (*ls*1).

$$ls1 = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{4} a_n \cos\left(n \cdot w \cdot t + \phi_n\right)$$

3. Definir ciclos semanales promedios (*ls*2).

$$\overline{lsy_{Día}} = \frac{1}{N_{Día}} \sum_{n=1}^{N_{Día}} lsy_{Día}(n)$$

PERFILES DE CARGA

Generación sintética de curvas de demanda

4. Reconstruir ciclos promedio diarios.

$$lss = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{4} a_n \cos\left(n \cdot w \cdot t + \phi_n\right)$$

5. Construir la curva promediada (*ls*3).
6. Calcular el error de la curva promediada.

$$error = ls - ls3$$

7. Calcular función de densidad de probabilidad aproximada del error.

PERFILES DE CARGA

Generación sintética de curvas de demanda

8. Generar valores de error utilizando la función de densidad de probabilidad aproximada.
9. Calcular la nueva curva agregando el error generado.

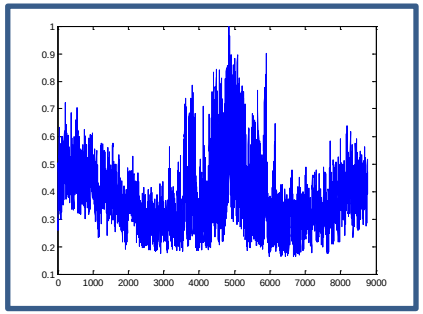
$$ls4 = ls3 + err_rnd$$

PERFILES DE CARGA

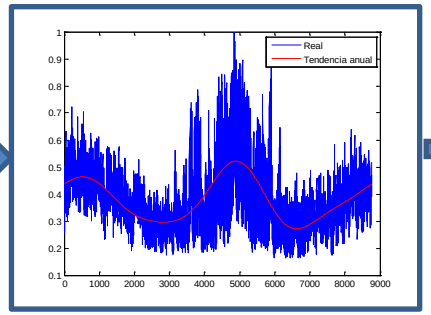
Parámetros

ls	curva de carga base
*ls*1	tendencia anual
$\overline{ls}_{Día}$	valor promedio anual por día
*ls*2	*ls*1 + ciclos semanales promedios
lss	ciclo diario promedio
*ls*3	*ls*2 + ciclos diarios promedios
err_rnd	errores aleatorios
*ls*4	*ls*3 + errores aleatorios

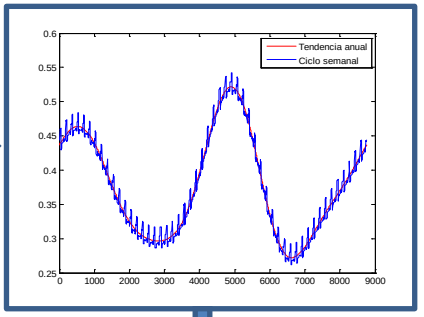
Escoger curva base (*ls*)



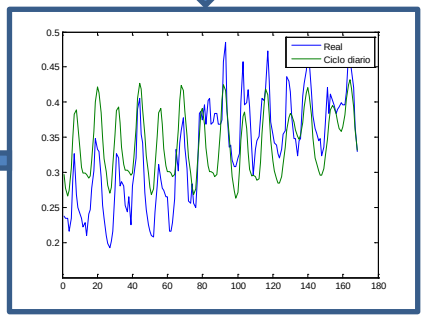
Tendencia anual (*ls1*)



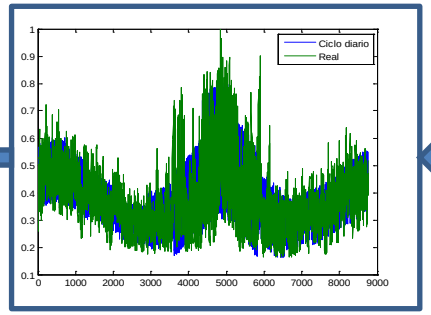
Ciclos semanales (*ls2*)



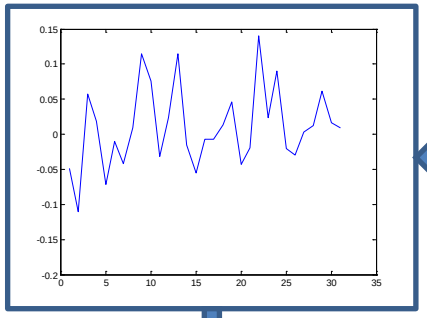
Ciclos diarios



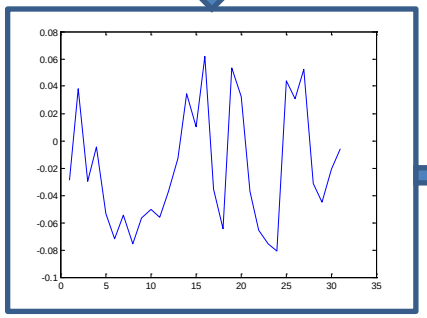
Curva aproximada (*ls3*)



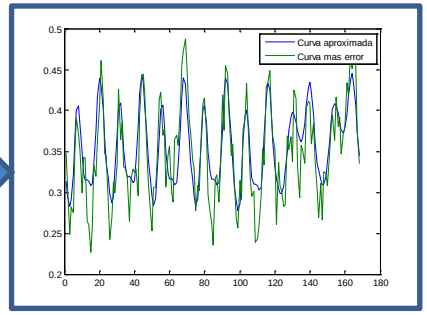
Cálculo error



Cálculo PDF y Generación errores



Curva sintética (*ls4*)



PERFILES DE CARGA

Procedimiento:

1. Establecer qué porcentaje de la potencia total le corresponde a cada tipo de demanda.
2. Generar de forma sintética las curvas de demanda a utilizar.
3. Crear el nuevo perfil de carga realizando la suma proporcional de los tipos de demanda definidos.
4. Definir un porcentaje de variación horaria.
5. Generar de forma aleatoria los factores de multiplicación horarios.
6. Multiplicar elemento a elemento los factores horarios con los valores del perfil de carga.
7. Normalizar los valores del perfil de carga.

CÁLCULO DE LA IRRADIANCIA SOLAR

Procedimiento:

1. Generación de índice de claridad diario.
2. Generación de índice de claridad horario.
3. Cálculo de irradiancia incidente.

CÁLCULO DE LA IRRADIANCIA SOLAR

Generación de índice de claridad diario

- Se supone conocido el índice de claridad promedio mensual
- Existe una relación entre el índice de claridad diario y el promedio mensual.
- Los índices diarios se generan de forma aleatoria según una función de densidad de probabilidad definida por la ecuación:

$$p(K_T) = \frac{\gamma \cdot e^{-\gamma \cdot K_T}}{e^{-\gamma \cdot K_{T,\min}} - e^{-\gamma \cdot K_{T,\max}}}$$

CÁLCULO DE LA IRRADIANCIA SOLAR

Generación de índice de claridad horario

- El índice de claridad horario presenta un comportamiento aleatorio que depende del valor diario.
- El índice de claridad horario se divide en componentes promedio y aleatorio (que sigue una distribución *beta*).

$$k_t = k_{tm} + \alpha \qquad k_{tm} = \lambda + \varepsilon \cdot e^{-\kappa \cdot m}$$

$$\alpha(t) = \phi \cdot \alpha(t-1) + v(t)$$

CÁLCULO DE LA IRRADIANCIA SOLAR

Cálculo de irradiancia incidente

- La irradiancia incidente sobre un plano es calculada utilizando los índices de claridad horarios y los parámetros del sitio.

$$G_0 = G_{sc}\left(1+0.33\cos\left(2\pi\frac{n}{365}\right)\right)\left[\cos(\phi)\cos(\delta)\cos(w)+\sin(\phi)\sin(\delta)\right]$$

$$G_H = k_t \cdot G_0$$

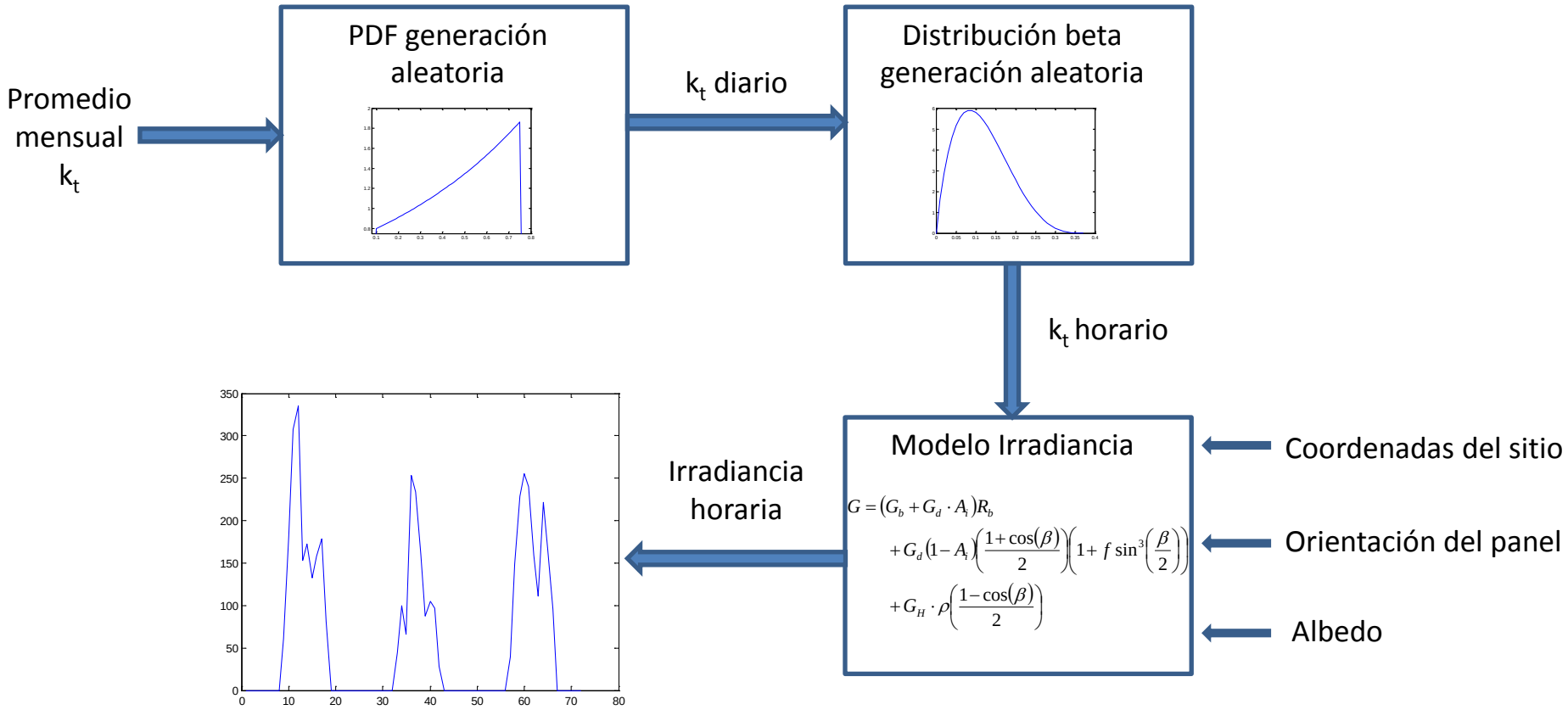
$$G = (G_b + G_d \cdot A_i)R_b + G_d(1-A_i)\left(\frac{1+\cos(\beta)}{2}\right)\left(1+f\sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right)\right) + G_H \cdot \rho\left(\frac{1-\cos(\beta)}{2}\right)$$

CÁLCULO DE LA IRRADIANCIA SOLAR

Parámetros

K_t	índice de claridad diario
k_t	índice de claridad horario
G_H	irradiancia horaria horizontal media
G_0	irradiancia exterior media
G_b	componente incidente de la irradiancia horizontal media
G_d	componente difusa de la irradiancia horizontal media
A_i	índice de anisotropia
R_b	relación entre la radiación incidente en la superficie inclinada y la horizontal
β	ángulo de inclinación de los paneles con respecto al terreno
f	factor de modulación
ρ_g	reflectancia del terreno

CÁLCULO DE LA IRRADIANCIA SOLAR



CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN

Procedimiento:

1. Generación aleatoria de valores máximos y mínimos de temperatura diarios.
2. Cálculo de valores horarios de temperatura.
3. Cálculo de la temperatura de operación del panel.

CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN

Generación aleatoria de valores máximos y mínimos de temperatura diarios

- Se asume un comportamiento normal de la temperatura.
- Los valores medios diarios son interpolados a partir de los valores promedios mensuales.

$$\sigma_{T\min} = \max\left(0.5, \left(5.2 - 0.13\overline{T_{\min}}\right)/2\right)$$

$$\sigma_{T\max} = \max\left(0.5, \left(5.8 - 0.09\overline{T_{\max}}\right)/2\right)$$

CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN

Cálculo de valores horarios de temperatura

El día es dividido en tres períodos:

1. Medianoche hasta salida del sol +2.

$$T_a\left(h\right) = T_L - S\left(h + 24 - T_{s(n-1)}\right)$$

2. Puesta del sol hasta medianoche.

$$T_a\left(h\right) = T_L - S\left(h - T_{s(n)}\right)$$

3. Horas diurnas.

$$T_a\left(h\right) = T_{\min,n} + \left(T_{\max,n} - T_{\min,n}\right)\sin\left(\tau\right)$$

CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN

Cálculo de temperatura de operación del panel

La temperatura de operación del panel es calculada utilizando la temperatura ambiente horaria, los valores de irradiancia incidente en el panel y la temperatura de operación normal del panel.

$$T_{panel} = T_a + \frac{T_n - 20}{800} G$$

CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN

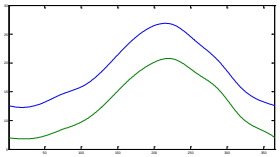
Parámetros

$T(h)$	temperatura a la hora h
n	día del año
T_s	hora de puesta del sol
T_{min} , T_{max}	temperaturas limite
T_L , S , τ	variables temporales
T_a	temperatura ambiente
G	irradiancia
T_n	temperatura normal de operación

CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN

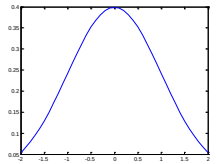
Promedios mensuales de temperatura max y min

Interpolación de curva
Cálculo desviaciones estándar



Promedios diarios y desviaciones estándar

Distribución normal generación aleatoria



Temperaturas diarias max y min

Modelo de temperatura horaria

$$T(h) = T_L - S(h + 24 - S_{n-1})$$

$$T(h) = T_{\min,n} + (T_{\max,n} - T_{\min,n})\sin(\tau)$$

$$T(h) = T_L - S(h - S_n)$$

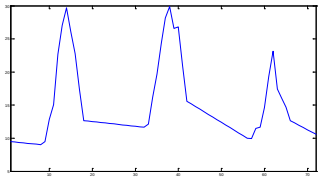
Temperatura horaria

Modelo de temperatura del panel

$$T_{panel} = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G$$

Temperatura de operación normal (NOCT)

Temperatura horaria del panel



CÁLCULO DE LA POTENCIA DE UN GENERADOR EÓLICO

Procedimiento para obtener curvas de generación eólica:

1. Cálculo de la velocidad del viento.
   a. Componente determinista
   b. Componente estocástica
   c. Transformación final de la PDF
   d. Cálculo total
5. Corrección por altura.
6. Cálculo de la potencia entregada por un generador eólico.
7. Corrección por densidad del aire.

CÁLCULO DE LA POTENCIA DE UN GENERADOR EÓLICO

Cálculo de la velocidad del viento
Componente determinista

Procedimiento (se conoce la velocidad media mensual):

1. Se asigna un valor promedio diario igual al promedio mensual.
2. Se genera ruido gaussiano y se suma al promedio diario.
3. Se calculan valores horarios de la velocidad del viento.

$$v(t) = v_d \left\{1 + i_d \cos\left[2\pi/24 \left(t - t_p\right)\right]\right\}$$

CÁLCULO DE LA POTENCIA DE UN GENERADOR EÓLICO

Cálculo de la velocidad del viento
Componente estocástica

4. Se obtiene la componente estocástica mediante la siguiente expresión:

$$r(t) = a \cdot r(t-1) + g(t)$$

CÁLCULO DE LA POTENCIA DE UN GENERADOR EÓLICO

Cálculo de la velocidad del viento

5. Se transforma la función de densidad de probabilidad de la curva determinista para ajustarse a la función de densidad de probabilidad de la curva estocástica.

$$v(t) \rightarrow v_{norm}(t)$$

6. Se suman la curva estocástica y la curva transformada determinista.

$$v'_{norm} = v_{norm} + r$$

CÁLCULO DE LA POTENCIA DE UN GENERADOR EÓLICO

Transformación final de la PDF

7. Se transforma la función de densidad de probabilidad de la curva que resulta de sumar las componentes determinista y estocástica para que se ajuste a una distribución Weibull.

$$v'_{norm} \rightarrow v_{weibull}$$

CÁLCULO DE LA POTENCIA DE UN GENERADOR EÓLICO

Corrección por altura

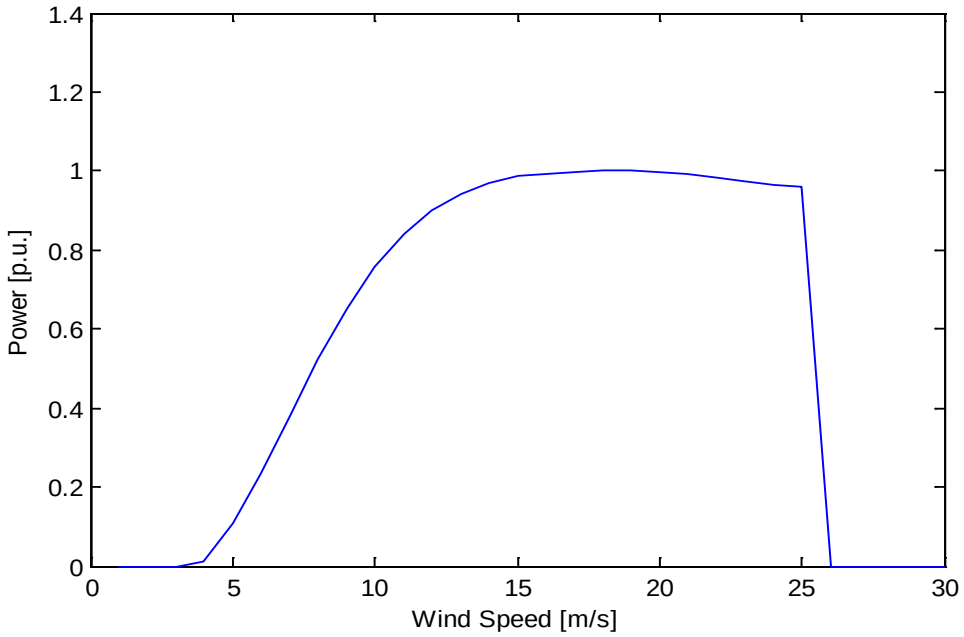
Se corrige la velocidad del viento en función de la altura del eje de la turbina eólica.

$$v = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)}$$

CÁLCULO DE LA POTENCIA DE UN GENERADOR EÓLICO

Cálculo de la potencia del generador

Se obtiene la potencia generada a partir de los valores corregidos de la velocidad del viento y la curva viento-potencia del conjunto turbina-generador.



CÁLCULO DE LA POTENCIA DE UN GENERADOR EÓLICO

Corrección por densidad del aire

- Las curvas potencia-viento se crean para condiciones estándar.
- Los valores de potencia se han de ajustar teniendo en cuenta la densidad del aire real.

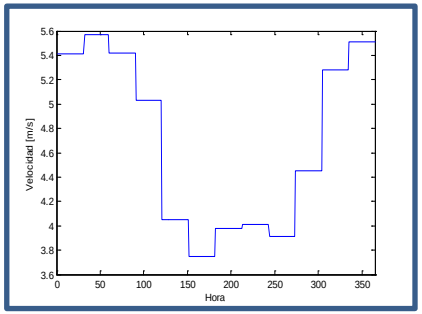
$$P_{WT} = \frac{\rho}{\rho_0} \cdot P_{WT_STD}$$

CÁLCULO DE LA POTENCIA DE UN GENERADOR EÓLICO

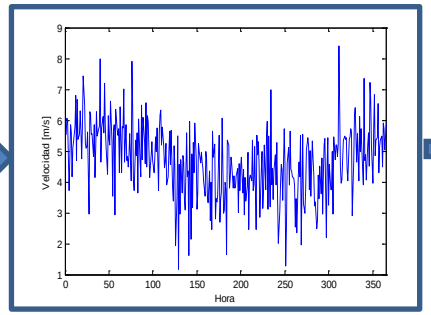
Parámetros

v_d	velocidad promedio de cada día del año
i_d	amplitud de la función coseno (ratio)
t_p	hora velocidad pico del viento
a	coeficiente de auto-regresión
v	velocidad calculada a la altura z
z	altura medida sobre el suelo
v_{ref}	velocidad conocida a la altura z_{ref}
z_{ref}	altura de referencia sobre el suelo
z_0	longitud de rugosidad del suelo
ρ	densidad del aire
ρ_0	densidad del aire en condiciones estándar
P_{WT_STD}	Potencia del generador bajo condiciones estándar

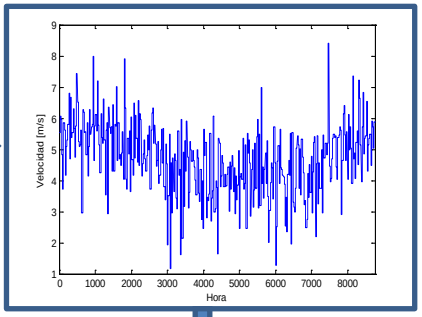
Cálculo curva determinista



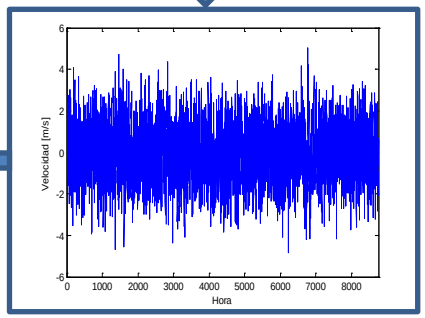
Valores diarios con ruido gaussiano



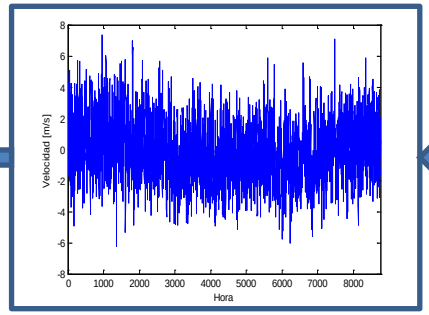
Valores horarios



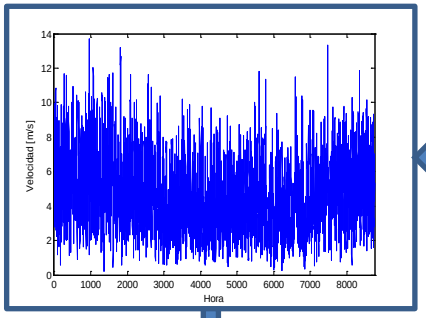
Curva estocástica



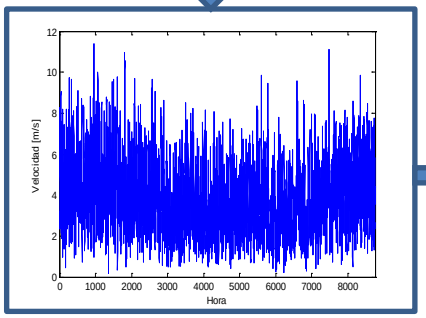
Suma componentes



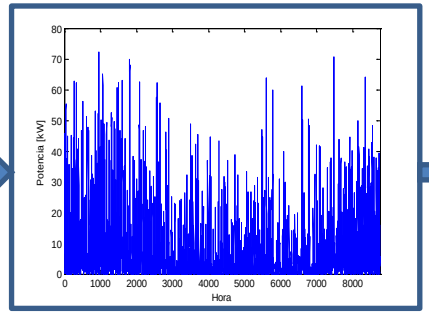
Transformación PDF



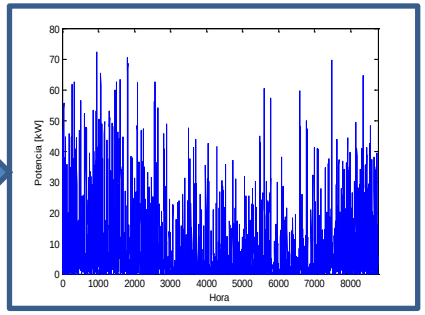
Corrección altura



Curva viento-potencia



Ajuste densidad



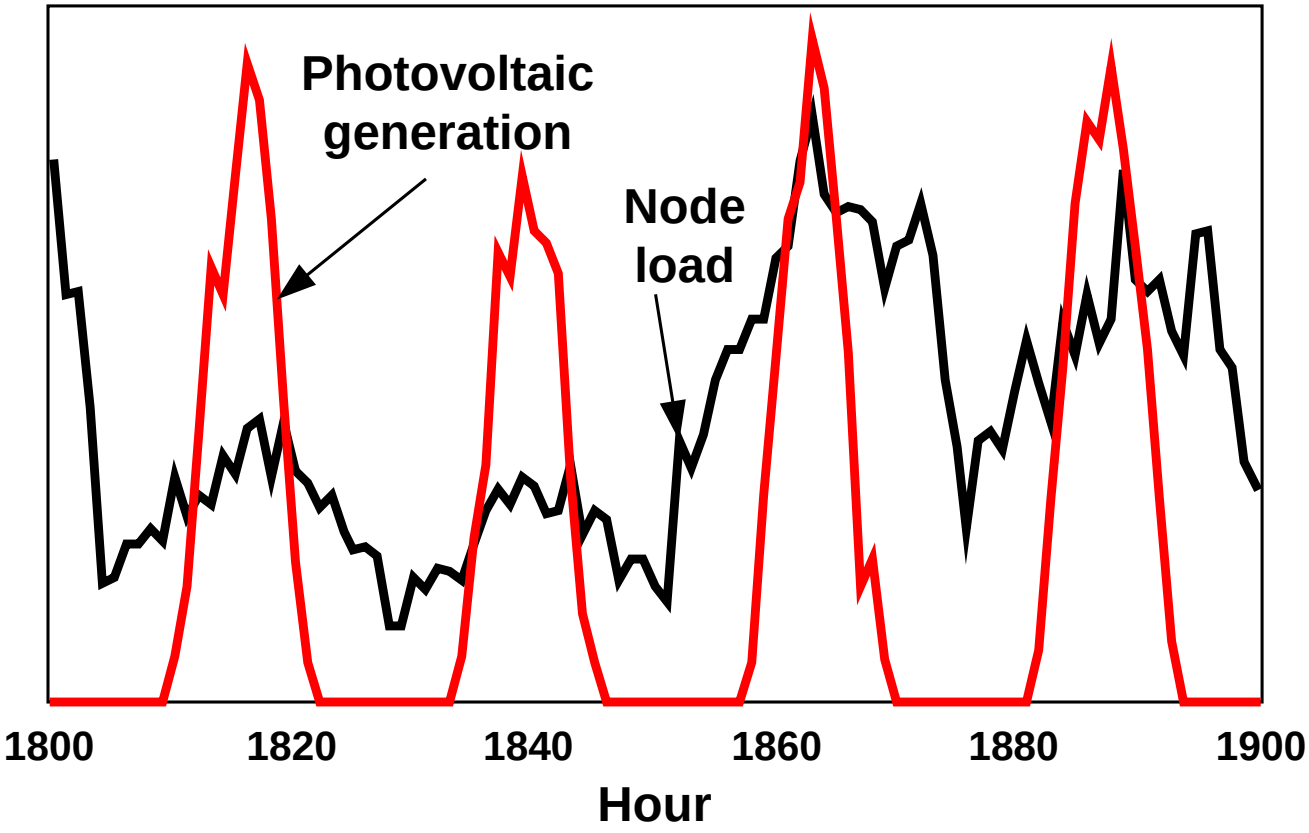
ANÁLISIS Y DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE CÁLCULO PARALELO

- Los estudios para los que el método de Monte Carlo encuentra su aplicación natural son aquellos en los que existe incertidumbre con respecto a ciertos parámetros y variables, y se tiene que manipular variables aleatorias
- Dos ejemplos
  - Localización óptima de generación distribuida
  - Evaluación de índices de fiabilidad

LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

- Objetivo: Minimizar pérdidas de energía.
- Resultado: Potencia nominal y bus de conexión de las unidades generadoras (fotovoltaicas) a instalar.
- El estudio de basa en la aplicación del método de Monte Carlo.
- Los cálculos se realizaran con una instalación con múltiples procesadores funcionando en paralelo
- El modelo tiene en cuenta la variación temporal de la demanda y la generación fotovoltaica.

LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA



Curvas de carga y generación fotovoltaica

LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

- Solo generación fotovoltaica.
- Un generador queda definido por su potencia nominal (en kW) y bus de conexión.
  - Se supone que todas las unidades fotovoltaicas funcionaran con factor de potencia 1.
- Los nudos de conexión de las unidades generadoras serán de tipo PQ.

Restricciones Técnicas

- La generación distribuida no debe de causar condiciones de operación anormales en la red.
- Dos tipos de restricciones técnicas
- Restricciones rígidas
  - Tensiones en el rango entre 0.95 y 1.05 p.u.
  - Ningún componente de la red debe verse sometido a sobrecarga durante el período de evaluación.
  - No puede existir flujo inverso en la subestación de distribución*
- Restricciones flexibles.
  - Número máximo de horas no consecutivas con valores de tensión entre límites rígidos y nuevos límites flexibles.
  - La sobrecarga de un elemento no puede superar un número máximo de horas consecutivas.
  - Flujo inverso no puede superar un porcentaje de la potencia nominal instalada*

* Puede limitar la potencia nominal de los generadores contemplados en la solución

Variables Aleatorias

- Variables aleatorias: potencia nominal y bus de conexión.
  - Se supone en todos los casos una distribución uniforme.
- Potencia nominal
  - El valor máximo para cada generador será igual a la potencia nominal instalada.
  - Al evaluar una solución con dos o más generadores, la suma de potencias nominales no puede superar la potencia nominal instalada.
- Bus de conexión
  - Puede escogerse cualquier bus de la red.
  - Se descarta el bus terminal de la subestación.
  - En algún estudio el bus de conexión puede influir en las curvas de generación (p.e., para generación eólica si existen diferentes alturas en la red). El presente estudio supone que las curvas de generación son similares en todos los nudos de la red.

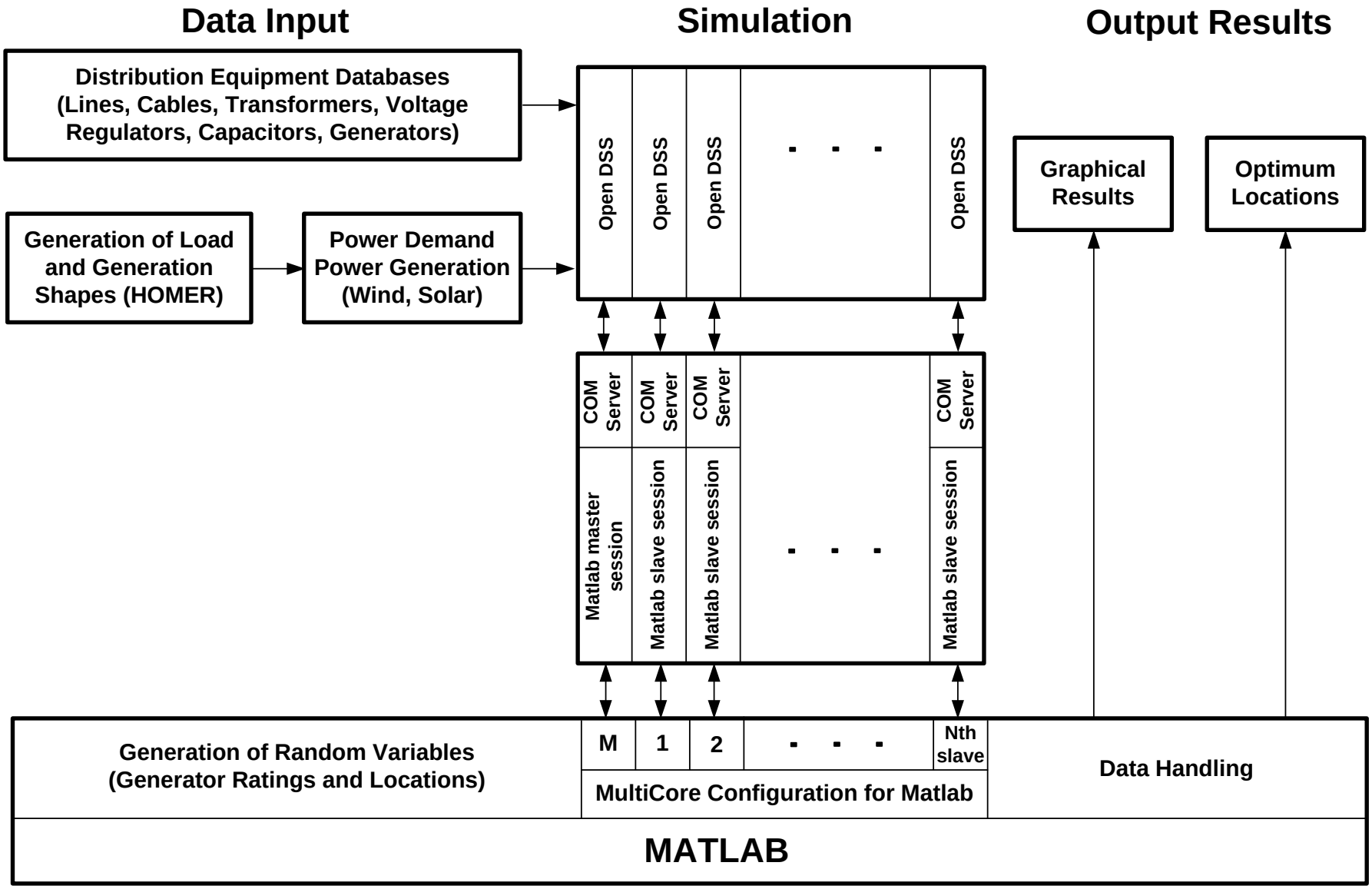
Solución Óptima

- Se considera como la solución óptima aquel caso con el que se consiguen las menores pérdidas anuales de energía.
- La solución escogida debe de cumplir con las restricciones técnicas para ser aceptada como la solución óptima.

Procedimiento

1. Simulación del caso base sin generación distribuida.
2. Obtener información de posibles buses de conexión y valor de potencia nominal instalada.
3. Especificar el número de casos a evaluar.
4. Generar valores para las variables de entrada.
5. Simular cada caso y obtener la información requerida.
5. Aplicar restricciones técnicas a cada caso simulado.
6. Presentar solución óptima.

Procedimiento

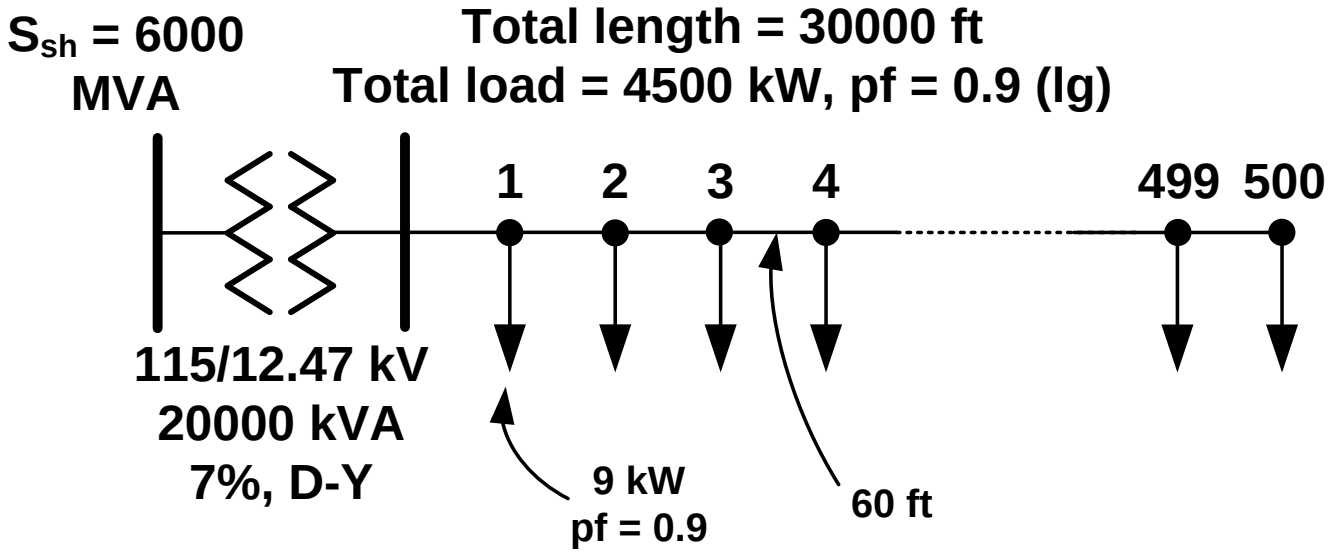


Implantación

El método será implementado utilizando dos herramientas de software:

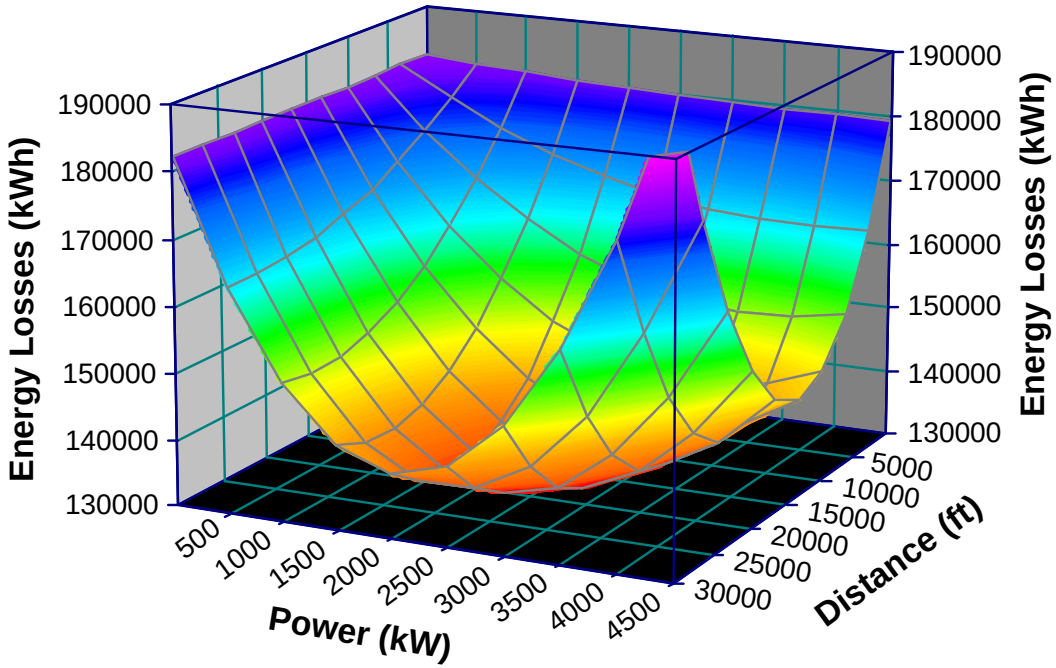
- Matlab
  - Controla el proceso de solución.
  - Envía instrucciones a OpenDSS vía COM DLL.
- OpenDSS
  - Controlado vía COM DLL.
  - Encargado de realizar las simulaciones.

Ejemplo



- Longitud total alimentador: 30000 ft
- Número de nodos: 500
- Demanda por nodo: 9 kW (pf=0.9 lg)
- Demanda total: 4500 kW (pf=0.9 lg)

Resultados - 1 generador



- Número de casos evaluados: 5000
- Potencia óptima: 2717 kW
- Distancia óptima: 19860 ft

Resultados

Una unidad generadora				
Número de casos		2500	5000	10000
Unidad 1	Potencia (kW)	2738.2	2717.4	2735.9
	Distancia(ft)	19860	19860	19560
Dos unidades generadoras				
Número de casos		5000	10000	15000
Unidad 1	Potencia (kW)	1625.7	1581.8	1717.3
	Distancia(ft)	11220	12840	11460
Unidad 2	Potencia (kW)	1727.1	1472.4	1629.1
	Distancia(ft)	23880	25560	23460
Cuatro unidades generadoras				
Número de casos		10000	15000	20000
Unidad 1	Potencia (kW)	640.5	1322.6	646.4
	Distancia(ft)	3660	8640	8520
Unidad 2	Potencia (kW)	985.5	784.6	1064.6
	Distancia(ft)	11160	17100	14100
Unidad 3	Potencia (kW)	936.4	626.6	884.3
	Distancia(ft)	19260	24300	19860
Unidad 4	Potencia (kW)	1059.5	635.4	846.1
	Distancia(ft)	24360	26460	26880

Resultados

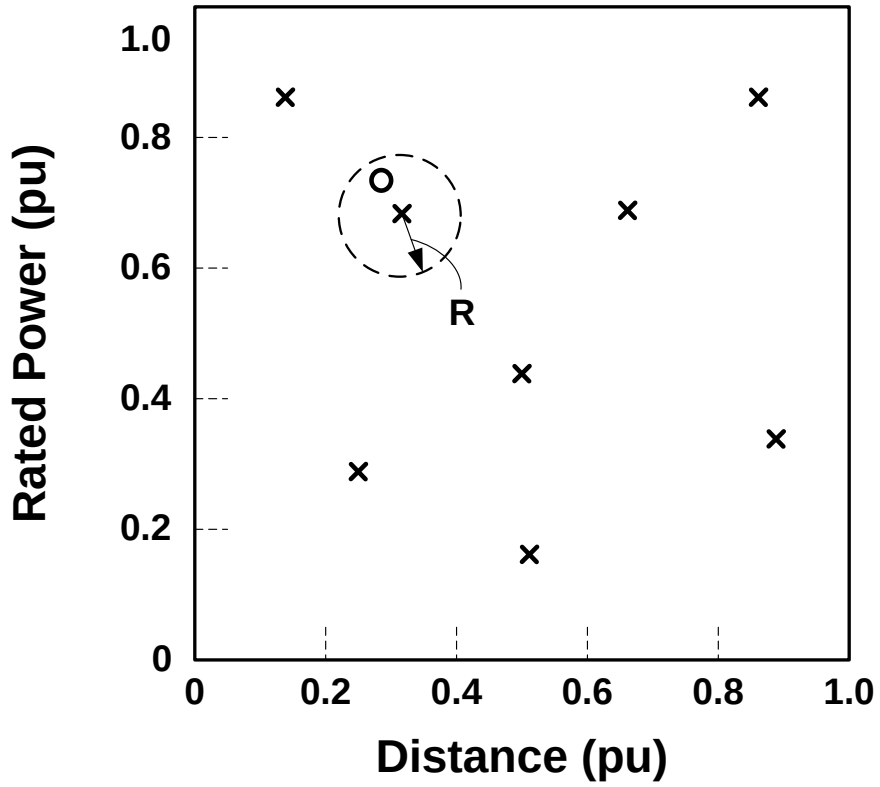
Rendimiento del cálculo paralelo

Sistema de prueba 500-Buses			
Escenario	1 CPU	Cálculo *Multicore*	
		30 CPUs	60 CPUs
Una unidad generadora (5000 ejecuciones)	118846 s	5566 s	2653 s
Dos unidades generadoras (10000 ejecuciones)	---------	11227 s	5335 s
Cuatro unidades generadoras (20000 ejecuciones)	---------	22630 s	10567 s

Método Refinado

- Las diferencias son despreciables para combinaciones próximas a la solución óptima.
- Es posible descartar de antemano algunas soluciones por considerar que aportan información redundante.
- Se utilizará la distancia euclidiana para descartar casos que se encuentren cercanos a soluciones propuestas anteriormente.
- Si la distancia euclidiana de una posible solución respecto a otra solución evaluada anteriormente es menor a R (5% en el presente método), la nueva posible solución será descartada.

Distancia euclidiana para una unidad



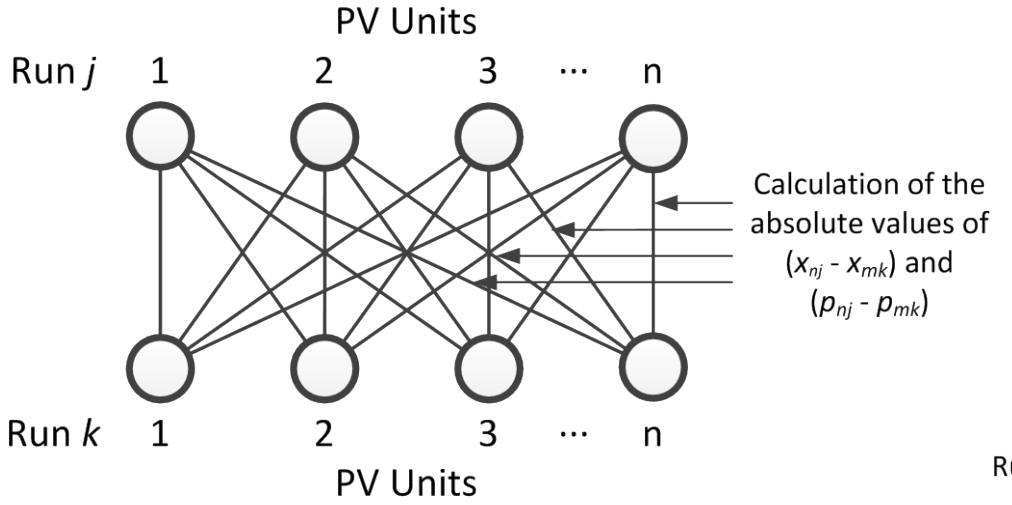
× Combinations already used in calculations

O Combination discarded for calculations

R = 5% of the feeder length/total power

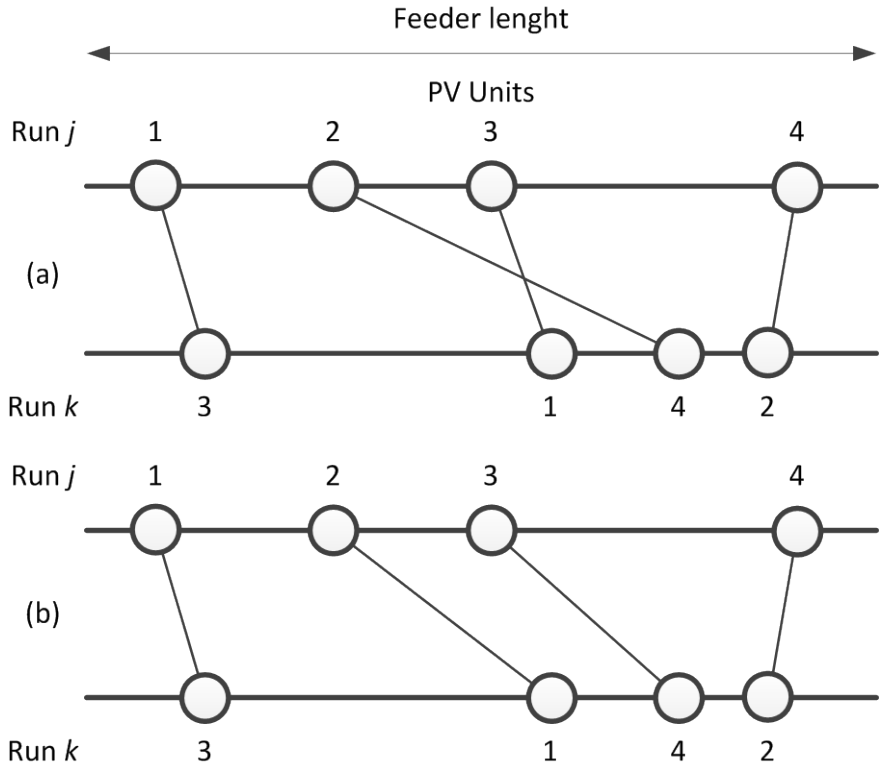
$$\sqrt{x_{j-k}^2 + p_{j-k}^2} \leq R$$

Distancia euclidiana para dos o más unidades



Each PV unit is defined by its distance to the substation (x) and its rated power (p)

$$\sqrt{\sum_{i=1}^{N} x_{ij-ik}^{2} + p_{ij-ik}^{2}} \leq R$$



Resultados
Comparación de Métodos

Escenario		Método original	Método refinado
Una unidad generadora (5000 ejecuciones)	Distancias (ft)	19860	18840
	Potencias nominales (kW)	2717.4	2768.8
	Pérdidas (kWh)	132076	132184
	Tiempo simulación (s)	2653	176
Dos unidades generadoras (10000 ejecuciones)	Distancias (ft)	12840 - 25560	11880 – 23580
	Potencias nominales (kW)	1581.8 - 1472.4	1402.4 – 1744.4
	Pérdidas (kWh)	128322	128221
	Tiempo simulación (s)	5335	2708
Cuatro unidades generadoras (20000 ejecuciones)	Distancias (ft)	8520 - 14100 - 19860 - 26880	10140 - 15720 - 22020 - 27180
	Potencias nominales (kW)	646.4 - 1064.6 - 884.3 - 846.1	679.6 - 1021.0 - 674.2 - 830.2
	Pérdidas (kWh)	126858	127018
	Tiempo simulación (s)	10567	2746

FIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

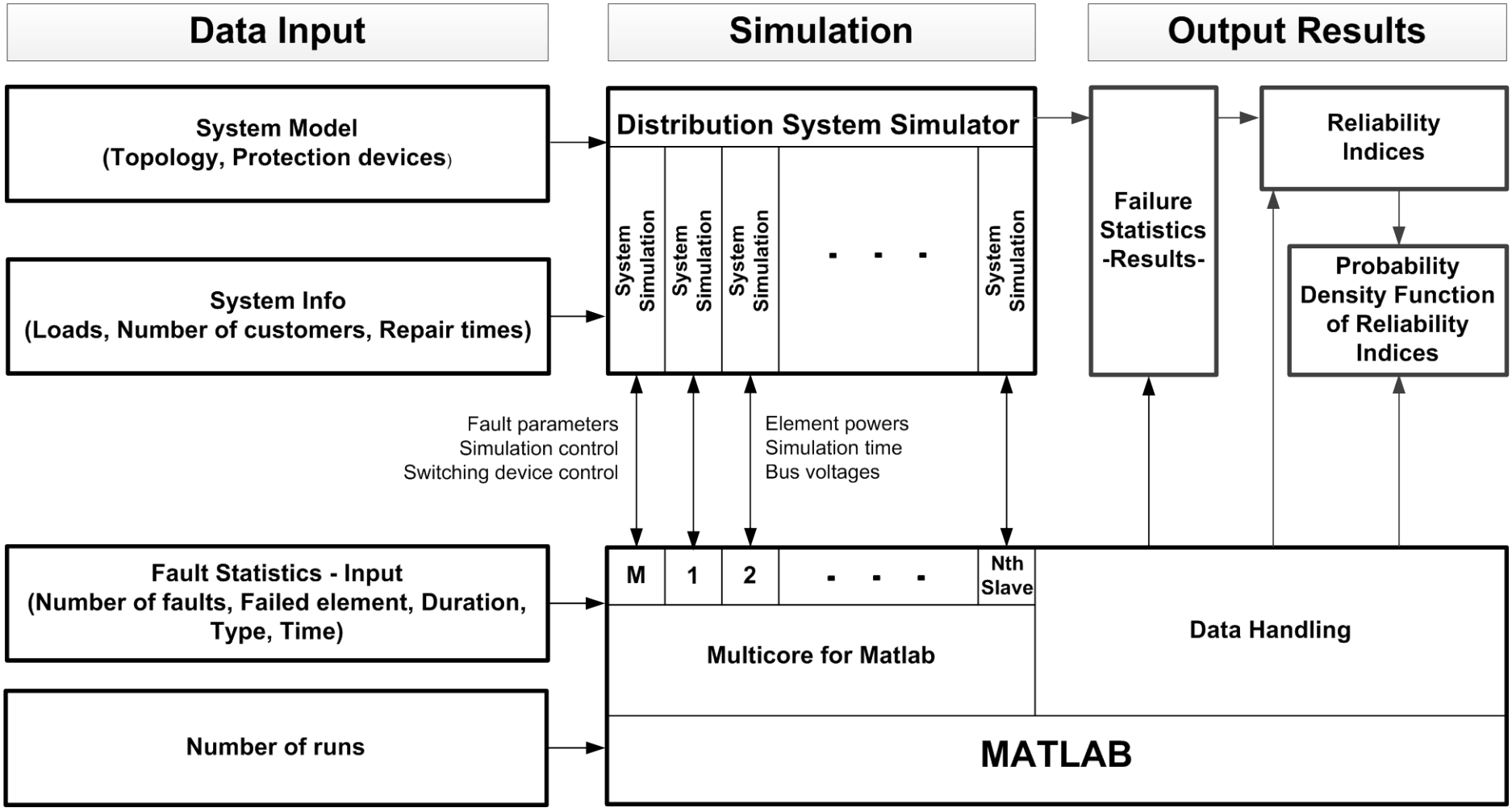
- Objetivo: Obtener las funciones de distribución de probabilidad de distintos índices de fiabilidad reproduciendo el comportamiento de la red durante un año.
- Procedimiento basado en el método de Monte Carlo.
- El método incluye distintos escenarios según el grado de automatización disponible en la red.
- No contempla la presencia de generación distribuida.

FIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Procedimiento

1. Simulación del caso base.
   - Simulación anual sin considerar fallos en la red.
   - Se utiliza un paso de integración de 1 hora.
2. Cálculo aleatorio previo de los fallos que se producirán en la red.
3. Simulación del sistema considerando los fallos.
4. Se repite el paso 3 tantas veces como sea necesario hasta alcanzar la precisión deseada.

Procedimiento



Simulación de la red considerando la posibilidad de fallo

Secuencia de eventos ante un fallo:

1. Se produce un fallo.
2. La falta es aislada por un dispositivo de protección.
3. Se realizan todas las maniobras de reconfiguración que sean posibles (y necesarias).
4. El componente fallado es reparado.
5. La red es devuelta a su configuración original.

Simulación de la red considerando la posibilidad de fallo

Un fallo queda definido con los siguientes parámetros:

- Componente fallado
- Hora del fallo
- Duración
- Tipo de falta

Cada valor es generado de acuerdo a la distribución estadística correspondiente.

Simulación de la red considerando la posibilidad de fallo

La convergencia del método es evaluada mediante el coeficiente de variación *CV*

$$CV = \frac{\overline{\sigma}}{\overline{E}}$$

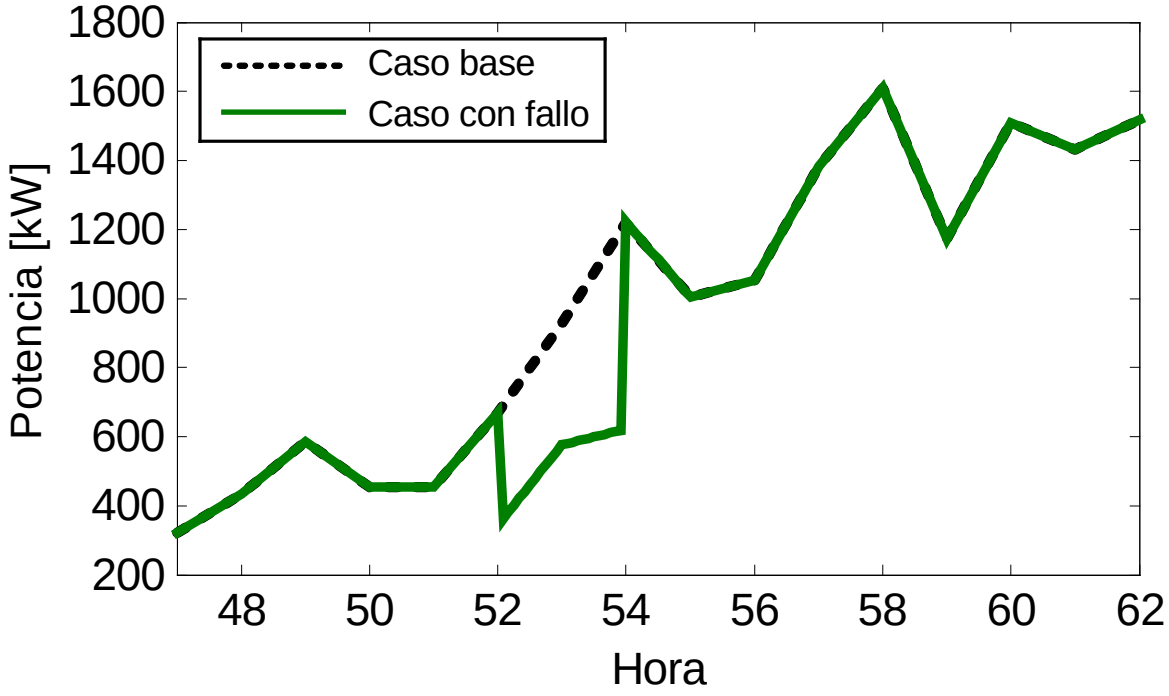
$\overline{\sigma}$ es la desviación estándar

$\overline{E}$ es el valor medio

Índices de Fiabilidad

Índices: SAIDI, SAIFI, CAIDI, ENS y AENS

AENS: Actual energy not supplied



Opciones de Simulación

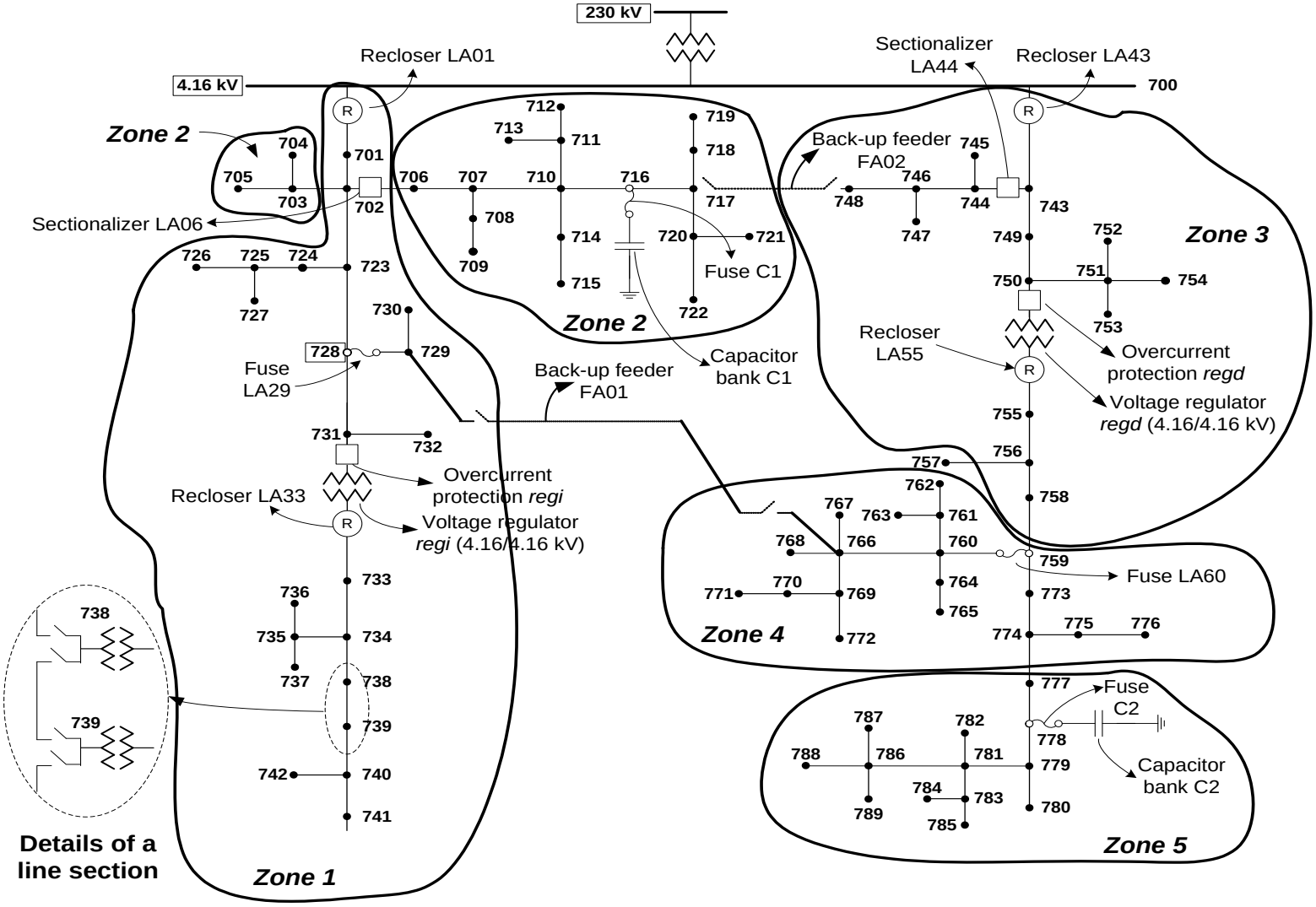
- Año completo: el año completo es simulado; se incluyen interrupciones temporales y sostenidas.
- Año completo sin interrupciones temporales: se simula el año completo pero se descartan las interrupciones temporales (no se incluyen en el cálculo de los índices de fiabilidad).
- Solo faltas permanentes: únicamente se simulan los eventos relacionados con interrupciones permanentes.

Implantación del Método

Dos herramientas:

- Matlab
  - Genera las variables aleatorias asociadas a fallos.
  - Controla la secuencia de eventos ante un fallo.
  - Recoge resultados para calcular índices de fiabilidad.
  - Controla a OpenDSS vía COM SERVER.
- OpenDSS
  - Realiza las simulaciones.
  - Utiliza modelos implementados para los dispositivos de protección, a excepción del seccionalizador.
  - Es controlado vía COM SERVER

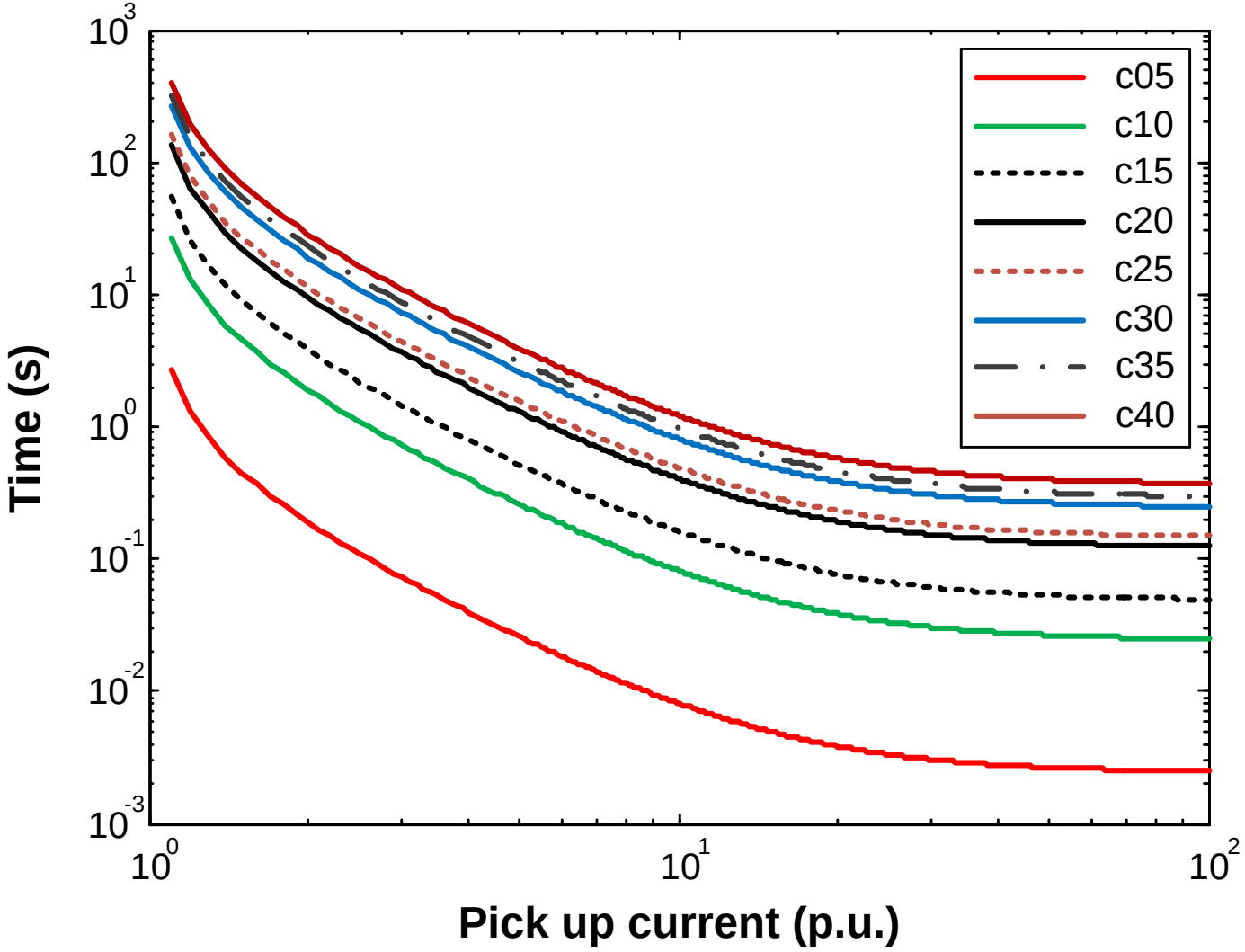
Ejemplo


230 kV
4.16 kV
Recloser LA01
Sectionalizer LA44
Recloser LA43
700
Zone 2
Sectionalizer LA06
Back-up feeder FA02
Fuse C1
Capacitor bank C1
Zone 3
Recloser LA55
Overcurrent protection regd
Voltage regulator regd (4.16/4.16 kV)
Fuse LA29
Back-up feeder FA01
Recloser LA33
Overcurrent protection regi
Voltage regulator regi (4.16/4.16 kV)
Fuse LA60
Zone 4
Fuse C2
Capacitor bank C2
Zone 5
Details of a line section
Zone 1

Datos de la red

- Tensión nominal en MV: 4.16 kV
- Potencia nominal de subestación: 5000 kva
- Número de nodos de carga: 54
- Número total de clientes: 350
- Potencia promedio por nodo: 76 kva
- Longitud total de líneas: 36.55 Km

Curvas características de los dispositivos de protección



Hora del fallo		
Mes y hora		Probabilidad (%)
Mes	Enero	4
	Febrero	5
	Marzo	8
	Abril	7
	Mayo	8
	Junio	8
	Julio	11
	Agosto	15
	Septiembre	13
	Octubre	9
	Noviembre	7
	Diciembre	5
Intervalo hora	1-6	30
	7-12	20
	13-18	30
	19-24	20

Duración	
Tipo	Probabilidad(%)
Momentánea	75
Sostenida	25

Tipo	
Número de fases	Probabilidad(%)
Monofásica – 1	70
Bifásica- 2	25
Trifásica- 3	5

Líneas			
Zona	Fallos		
	Promedio (c/100 km)	Desviación estándar (c/100 km)	Reparación (horas)
1	90	18	2
2	40	13	3
3	70	18.5	2.5
4	30	14.9	2.5
5	50	10	2

Transformadores de distribución	
Fallos por año	Reparación (horas)
0.100	10

Reguladores de tensión	
Fallos por año	Reparación (horas)
0.125	10

Bancos de condensadores	
Fallos por año	Reparación (horas)
0.250	4

Escenarios a simular

1. Servicio es restablecido después de la reparación del elemento fallado.
2. Servicio es restablecido a algunos clientes luego del aislamiento del elemento fallado.
3. Servicio es restablecido a algunos clientes utilizando reconfiguración de la red.

Análisis de Convergencia - Escenario 1

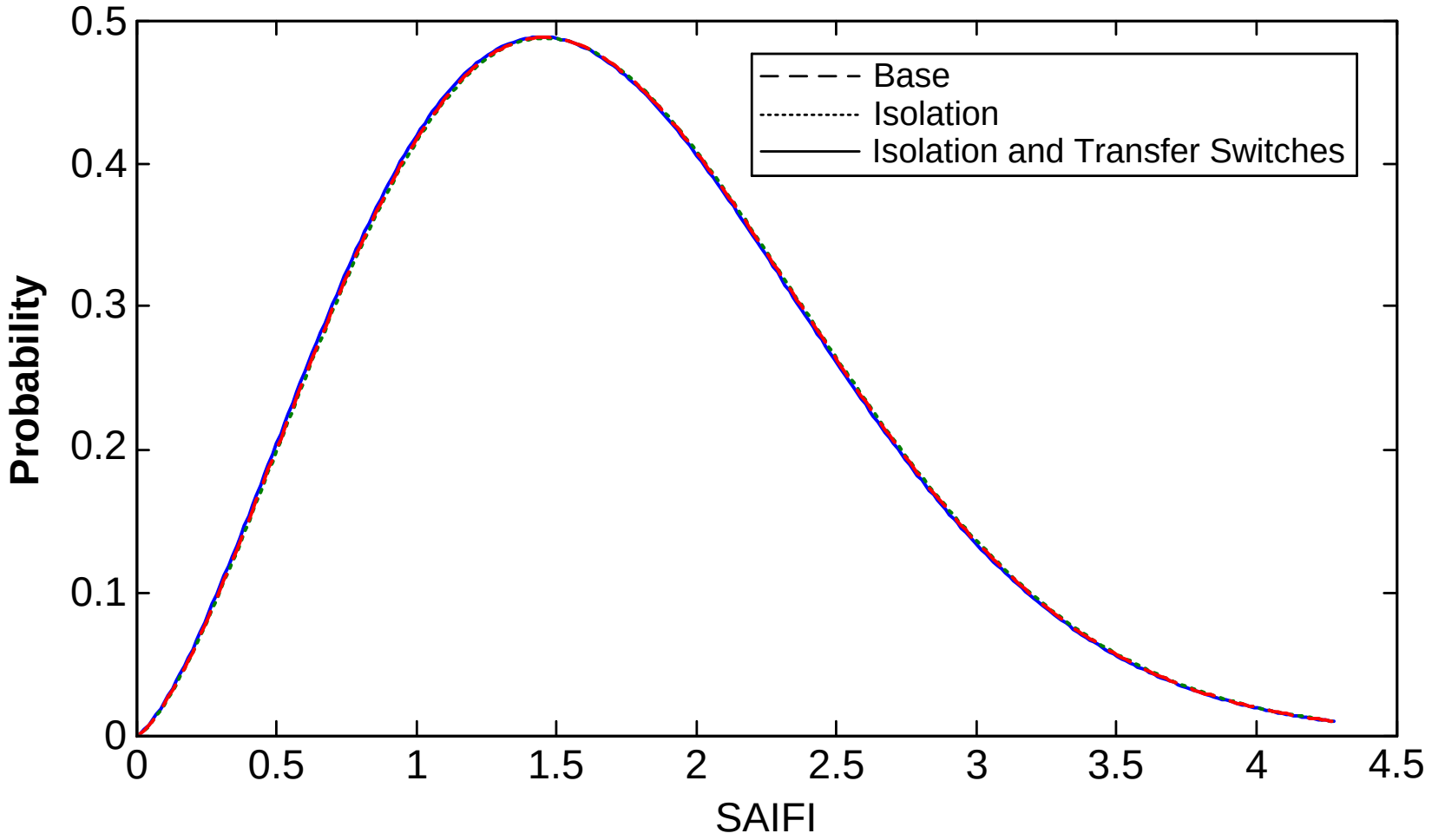
		60 ejecuciones	120 ejecuciones	180 ejecuciones
SAIFI (int)	Media	1.7255	1.7170	1.7103
	Desviación	0.7351	0.7912	0.8106
	CV (%)	5.5578	4.1981	3.5766
SAIDI (h/yr)	Media	4.9525	5.1879	5.1744
	Desviación	1.9996	2.2843	2.3556
	CV (%)	5.0278	4.0237	3.4928
CAIDI (h/int)	Media	2.7491	2.8066	2.8105
	Desviación	0.2552	0.3473	0.3841
	CV (%)	2.0580	2.2492	1.7904
ENS (kWh/yr)	Media	18680.65	19543.12	19557.06
	Desviación	7537.02	8619.34	8939.06
	CV (%)	5.0243	4.0339	3.5014

Índices de Fiabilidad

Escenario	Índice	Media	Desviación
1 – El servicio es restablecido después de realizar la reparación	SAIFI (int)	1.7103	0.8106
	SAIDI (h/yr)	5.1744	2.3556
	ENS (kWh/yr)	19557.06	8939.06
2 – El servicio es restablecido a algunos clientes después de aislar la zona de falta	SAIFI (int)	1.7206	0.8115
	SAIDI (h/yr)	3.3848	1.7392
	ENS (kWh/yr)	12754.73	6567.98
3 – El servicio es restablecido a algunos cliente después de reconfigurar la red	SAIFI (int)	1.7171	0.8111
	SAIDI (h/yr)	2.1054	0.5762
	ENS (kWh/yr)	7924.71	2169.11

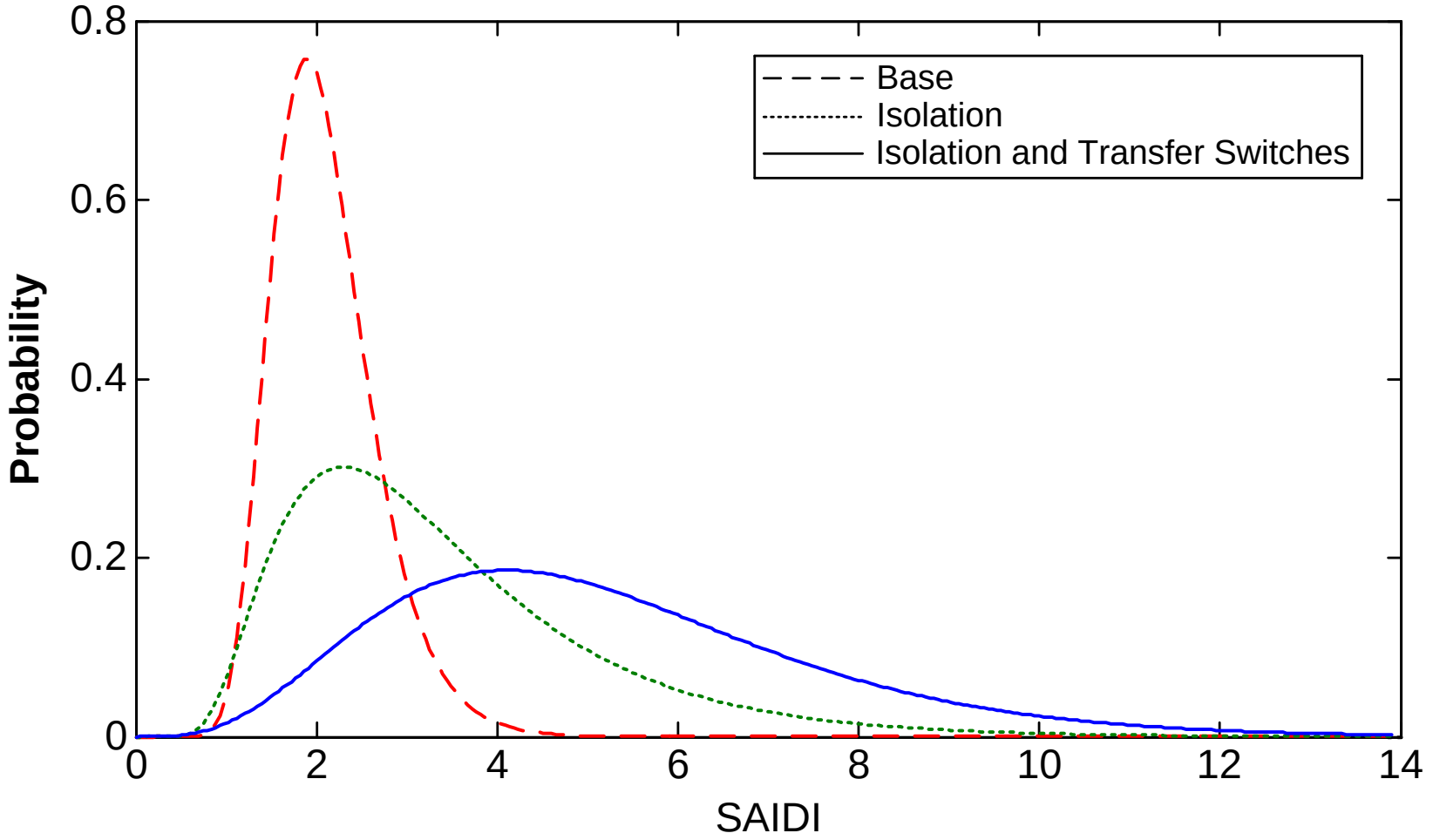
Índices de Fiabilidad

Servicio es restablecido después de la reparación del elemento fallado



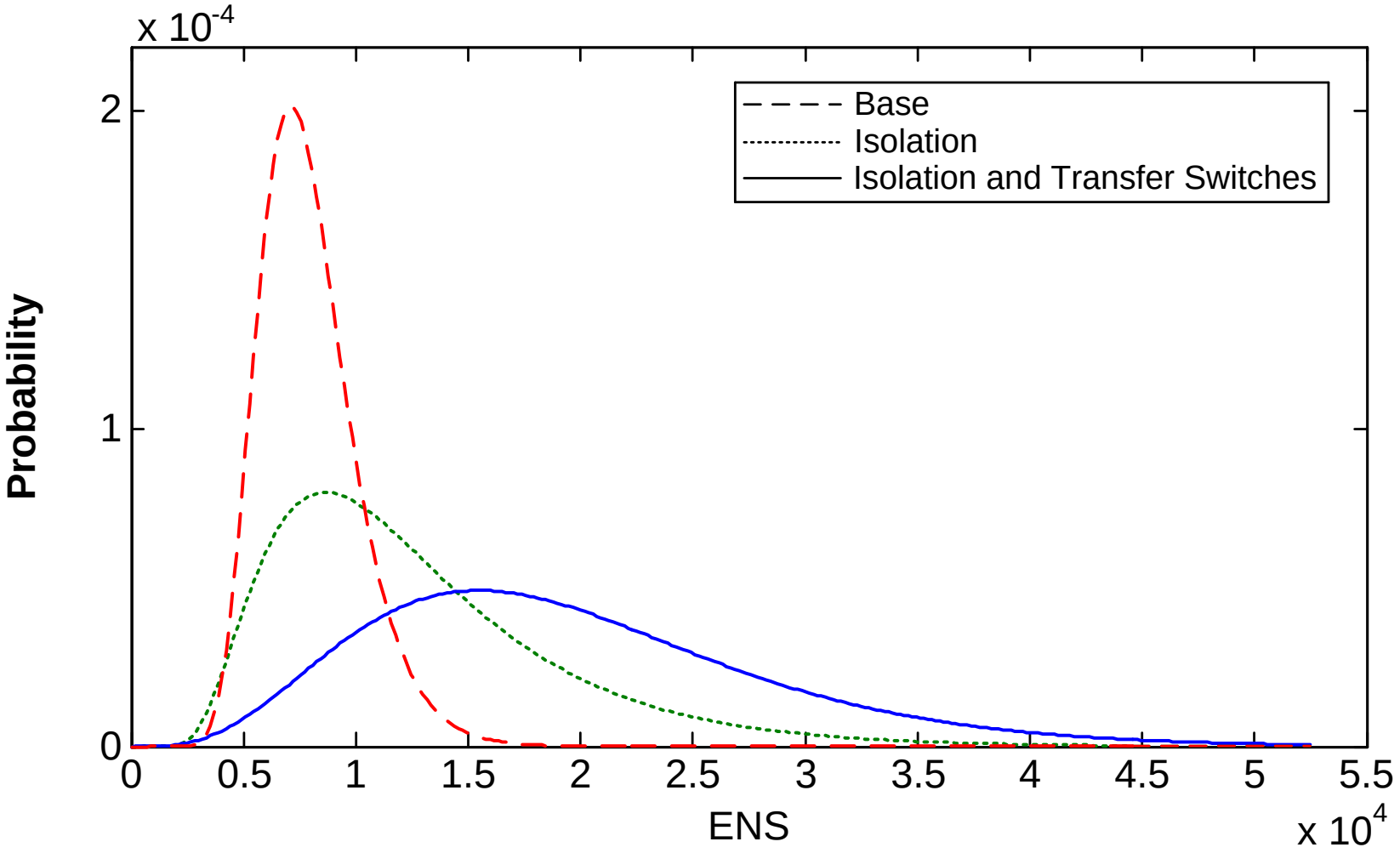
Índices de Fiabilidad

Servicio es restablecido después de la reparación del elemento fallado



Índices de Fiabilidad

Servicio es restablecido después de la reparación del elemento fallado



Índices de Fiabilidad

Opciones de simulación

Opción de simulación (1 ejecución)	Tiempo simulación (s)	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ENS	AENS
Año completo, incluye fallos permanentes y temporales	2227	1.7142	5.28	3.08	19849.5	4395.91
Año completo, los fallos temporales son descartados	1130	1.7142	5.28	3.08	19849.5	4253.23
Sólo se simulan los fallos permanentes	791	1.7142	5.28	3.08	19849.5	4285.03

FIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Rendimiento del Cálculo Paralelo

	1 ejecución	60 ejecuciones		180 ejecuciones
	1 CPU	1 CPU	60 CPUs	60 CPUs
Simulación completa	2227 s	> 40 hours	2868 s	7522 s
Sin interrupciones temporales	1130 s	> 19 hours	1640 s	4139 s
Sólo interrupciones permanentes	791 s	> 13 hours	1237 s	2973 s

CONCLUSIONES

- El método de Monte Carlo es una aproximación *natural* en la resolución de problemas que implican el uso de variables aleatorias.
- El empleo de instalaciones *multicore* (para cálculo paralelo) es una opción muy potente que permite reducir significativamente el tiempo de calculo necesario cuando se aplica el método de Monte Carlo.
- Esta presentación ha mostrado la combinación de cálculo paralelo y método de Monte Carlo en estudios de redes de distribución.
- Cada estudio presenta sus particularidades propias que permiten introducir algún refinamiento o simplificación.