

VALORACIÓN DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE GENERACIÓN CON RECURSOS LIMITADOS DE ENERGÍA UTILIZANDO SIMULACIÓN DE MONTECARLO

RESUMEN

Este artículo presenta una metodología para la valoración en el largo plazo de la confiabilidad de sistemas de generación de energía eléctrica con recursos limitados de energía utilizando simulación de Montecarlo. Como ejemplo, se estudia el sistema de generación que sirve a la ciudad de Pereira.

PALABRAS CLAVES: Confiabilidad de sistemas eléctricos, sistemas de generación de energía eléctrica, simulación de Montecarlo.

ABSTRACT

This paper presents a methodology for the long-term reliability assessment of energy limited power generation systems using Montecarlo simulation. As example, the power generation system that serves the city of Pereira is studied.

KEYWORDS: Power system reliability, power generation systems, Montecarlo simulation.

CARLOS J. ZAPATA

Ingeniero Electricista
Profesor Asistente
Universidad Tecnológica de Pereira
cjjzapata@utp.edu.co

ERWIN L. CAMPOS

Ingeniero Electricista
Universidad Tecnológica de Pereira
erwinleonardo2000@yahoo.es

Proyecto de Investigación 6-03-1

1. INTRODUCCIÓN

Un sistema de generación de energía eléctrica (SG) está conformado por las instalaciones y equipos del sistema de potencia (SP) cuya función es producir energía eléctrica a partir de fuentes primarias de energía.

La confiabilidad de un SG se define como “su habilidad para atender la demanda de los usuarios”. En los análisis de largo plazo, se valora bajo condiciones estáticas la existencia de suficientes instalaciones, equipos y recursos primarios para atender la demanda futura, sin considerar la habilidad de los sistemas de transmisión y distribución para mover la energía generada hasta los puntos de consumo. Este análisis se denomina “adecuación” y es de gran importancia en el planeamiento del SP dado que:

1. Las deficiencias en generación provocan suspensiones en el servicio en grandes zonas geográficas que afectan a muchos usuarios.
2. Las nuevas obras de generación se deben planear con mucha anticipación pues se requieren varios años para los estudios de factibilidad técnica, ambiental y financiera, trámite de licencias, diseño, construcción, fabricación de equipos, montaje y pruebas para puesta en servicio.

El procedimiento general para valorar la confiabilidad de un SG consiste en crear modelos para la generación y la demanda total del sistema, los cuales se combinan en un modelo de riesgo del cual se obtienen los índices de confiabilidad.

Los modelos para la demanda consisten en el valor máximo pronosticado para un periodo de tiempo dado (día, semana, etc). Generalmente, solo se realiza análisis de potencia activa en el modelo de riesgo.

El modelamiento de la generación comprende dos aspectos independientes: la disponibilidad de los equipos e instalaciones y la disponibilidad de los recursos primarios. La forma tradicional de modelamiento asume total certidumbre en la disponibilidad de los recursos primarios y consiste en construir a partir de los modelos de confiabilidad de los componentes tablas que indican la probabilidad de perder determinada cantidad de MW. Sin embargo, esto sólo es válido para sistemas con grandes embalses o predominantemente térmicos, para los demás, que se denominan “limitados en energía”, es obligatorio incorporar ambos aspectos.

Es común tratar de mejorar la confiabilidad de los SG que son limitados en energía o en capacidad instalada mediante interconexiones a otros SP. Sin embargo, las interconexiones no garantiza un 100% de confiabilidad, pues el soporte que ofrece un SP externo no siempre es ilimitado y puede verse afectado por eventos aleatorios que limiten la cantidad de excedentes de generación o el transporte de los excedentes hasta los puntos de interconexión (PI). Ejemplo de estos eventos son los fenómenos climatológicos extremos, como las sequías, y las fallas aleatorias que sufren los componentes de generación y transmisión.

Por lo tanto, en los sistemas limitados en energía o en capacidad deben considerarse como aleatorios tanto la disponibilidad de los recursos primarios de generación como los MW de soporte que brindan los SP externos.

2. MODELAMIENTO

2.1 Modelo de confiabilidad de los componentes

Para todos los componentes del SG se utiliza el modelo de dos estados mostrado en la Figura 1, el cual se define mediante las distribuciones de probabilidad de los tiempos para salida y de los tiempos para restauración. La construcción del modelo se hace ajustando los datos operativos de tiempos para salida y tiempos para restauración del componente a una función de probabilidad dada (Gausiana, Weibull, etc.) [7].

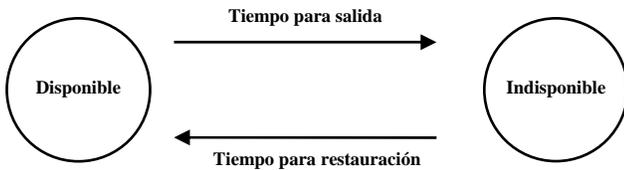


Figura 1. Modelo de dos estados para los componentes

Dos tipos de modelo de dos estados pueden implementarse para cada uno de los componentes:

- Modelo para análisis de disponibilidad: Incluye salidas planeadas (mantenimiento preventivo, inspecciones) y no planeadas (fallas, vandalismo, accidentes, etc). Se habla entonces de tiempos para salida y para restauración.
- Modelo para análisis de fallas: Solo considera las salidas no planeadas que corresponden a fallas propias del componente. En este caso se habla de tiempo para falla y tiempo para reparación.

Es necesario modelar como componentes independientes las instalaciones de producción que sean compartidas por varias unidades de generación, pues una salida en estas instalaciones produce la salida de todas las unidades. La Figura 2 presenta el ejemplo para una planta hidráulica de dos unidades.

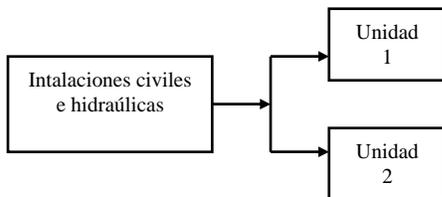


Figura 2. Unidades que comparten instalaciones de producción

2.2 Modelo de los recursos primarios de generación

La variable que representa al recurso primario de generación en las ecuaciones de potencia generada se modela como una variable aleatoria sencilla o como un proceso estocástico. Ejemplo de estas variables son el caudal q en un río, la velocidad del viento v o la energía radiante del sol ε .

2.3 Modelo de despacho de las unidades internas

El despacho de potencia activa de las unidades de generación propias del sistema o “internas” se hace mediante la ecuación que relaciona la potencia con la variable aleatoria que representa el recurso primario de generación. Por ejemplo $P = k * q$ en unidades hidráulicas, $P = k * v^2$ en unidades eólicas y $P = k * \varepsilon$ en unidades solares. k es una constante que depende de factores constructivos de la unidad y de la planta. Además, se deben incluir las restricciones de capacidad máxima de generación y de mínimo técnico de generación.

Si el análisis incluye el despacho de reactivos, éste se hace para cada unidad a partir de la curva de capacidad dada por el fabricante. Ver la Figura 3.

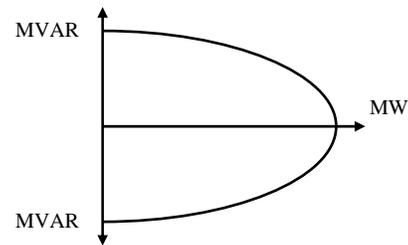


Figura 3. Curva de capacidad de un generador

2.4 Modelo de despacho de unidades externas

Cada PI se modela como una unidad de generación cuya potencia activa está descrita mediante una distribución de probabilidad. Esta distribución se puede construir a partir de datos históricos de excedentes de generación del SP externo y debe incluir el hecho de que la capacidad de interconexión es limitada. Si el análisis incluye el despacho de reactivos, éste se hace para cada PI a partir de un diagrama de círculo cuyo radio es la capacidad efectiva de la interconexión.

2.5 Modelamiento de la demanda

El modelo para la demanda total del sistema debe incorporar los siguientes aspectos:

- El patrón de comportamiento de la demanda en el tiempo; por ejemplo, en las 24 horas de un día, día a día en un año, etc. Para esto, se utilizan curvas típicas de MW y MVAR de demanda en un periodo de tiempo dado (día, año, etc.) que están normalizadas con respecto a la demanda máxima activa del sistema.
- El valor pronosticado de demanda máxima activa para un año futuro de estudio. Este dato se toma de estudios de proyección de la demanda. Debe tenerse en cuenta que este valor es un “valor esperado” de la demanda máxima que es aleatoria.

Entonces, para un año futuro de estudio, el modelo de la demanda total del sistema se construye multiplicando las curvas típicas de demanda normalizadas por el valor de demanda máxima activa pronosticado. En las Figuras 4 y 5 se muestran las curvas normalizadas de demanda total activa y reactiva para el sistema de la ciudad de Pereira utilizadas en el presente estudio.

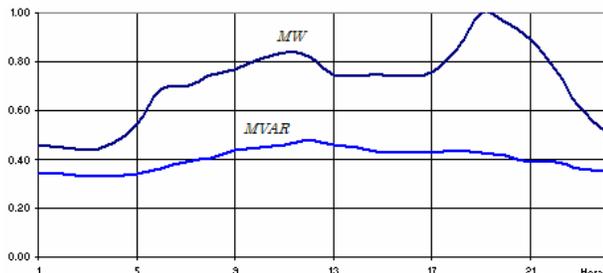


Figura 4. Curva típica de demanda en un día ordinario

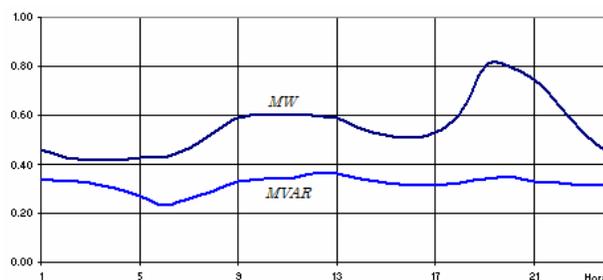


Figura 5. Curva de demanda en un día festivo

Para más detalle acerca de los datos y del procedimiento para construir estas curvas consultar [6].

3. PROCEDIMIENTO DE SIMULACIÓN

3.1 Escenarios y procedimiento general

El análisis de confiabilidad del SG consiste en la valoración de la adecuación del sistema en un año futuro de interés en distintos “escenarios” que se definen por:

- El pronóstico de la demanda activa máxima
- Los modelos probabilísticos que representan los recursos primarios de generación
- Las plantas y unidades de generación en servicio con su modelo de despacho
- Los PI en servicio y su modelo de despacho
- Los modelos de confiabilidad de los componentes
- Criterio de pérdida de componentes ($n-1, n-2$)

El tipo de simulación de Montecarlo aplicado se denomina “secuencial full” [2] pues la demanda se modela en forma horaria. Para cada hora i de un escenario dado se determina:

- El valor de la demanda D_i
- La generación total disponible G_i (interna y externa)

- La reserva del sistema $R_i = G_i - D_i$ y la demanda no servida ENS_i . Hay déficit en el sistema si $R_i < 0$

Al recorrer las 8760 horas del año se completa una “iteración” y se contabiliza el número de horas de déficit H y el valor acumulado de demanda no servida ENS que son índices de la confiabilidad del SG.

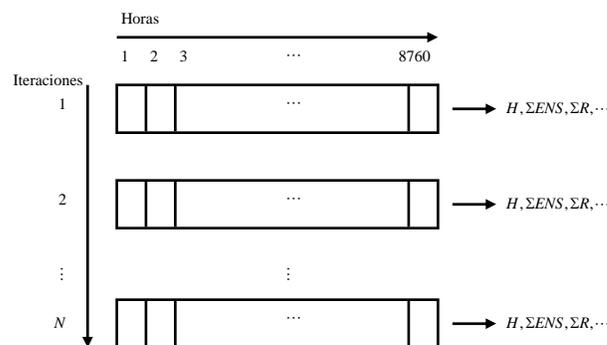


Figura 6. Procedimiento general de la simulación

Una simulación consiste en la ejecución para cada escenario de N iteraciones, tal como se muestra en el esquema de la Figura 6.

La simulación se puede detener cuando se observa que el histograma de los datos de alguno de los índices de confiabilidad se estabiliza en una distribución o el coeficiente de variación cv de uno de los índices de confiabilidad alcanza una precisión pre-especificada del 5% luego de n iteraciones.

$$cv = s / (\bar{x} * \sqrt{n}) \tag{1}$$

Donde \bar{x} y s son, respectivamente, el promedio estadístico y la desviación muestral. Al terminar una simulación, se tendrá una muestra de N datos para cada una de las variables de interés con los cuales se pueden calcular índices de confiabilidad, estadísticas descriptivas o hacer ajuste a una distribución de probabilidad.

3.2 Procedimiento dentro de una iteración

1. Determinar los componentes disponibles cada hora:
 - Para cada uno de los componentes del sistema genérese un número aleatorio uniforme y conviértase en un tiempo para salida utilizando la correspondiente distribución de probabilidad.
 - Si el menor tiempo para salida es mayor o igual a un año, no existe salida de componentes en esta iteración. De lo contrario, el componente con el menor tiempo para salida se considera indisponible, si el criterio de pérdida de componentes es $n-1$; si el criterio es $n-2$, los dos componentes con menor

tiempo para salida menores a 1 año se consideran indisponibles.

- Para cada uno de los componentes indisponibles genérese un número aleatorio uniforme y transfórmese en un tiempo para restauración utilizando la correspondiente distribución de probabilidad. Redondear estos tiempos a valores enteros de hora.
2. Valorar la reserva o déficit de energía en cada hora:
- Para cada uno recursos primarios de energía genérese un número aleatorio uniforme y conviértase a un valor del recurso utilizando la correspondiente distribución de probabilidad.
 - Para cada una de las unidades de generación internas disponibles en esta hora, determínese la potencia activa que pueden despachar.
 - Para cada uno de los PI genere un número aleatorio uniforme y conviértalo en el valor de MW que pueden suministrar.
 - Determínese el valor de demanda activa utilizando la curva de demanda del tipo de día que corresponda a la hora bajo estudio.
 - Si se consideran los reactivos, determínese la demanda reactiva y los MVAR que pueden despachar las unidades internas y los sistemas externos.
 - Calcúlese la reserva del sistema y el valor de demanda no servida.

3.3 Índices de confiabilidad

- LOLE (Loss of Load Expectation) o valor esperado de pérdida de carga. Es el índice de confiabilidad de generación más utilizado internacionalmente; corresponde al valor esperado de horas por año en que no habrá reserva para atender la demanda.

Para una iteración: $LOLE = H$ (2)

Para una simulación: $LOLE = \sum_{j=1}^N H_j / N$ (3)

- LOLP (Loss of Load Probability) o probabilidad de pérdida de carga

Para una iteración: $LOLP = H / 8760$ (4)

Para una simulación: $LOLE = \frac{\sum_{j=1}^N H_j}{N * 8760}$ (5)

- EENS (Expected Energy Not Served) o valor esperado de energía no servida por año

Para una simulación: $EENS = \sum_{j=1}^N ENS_j / N$ (6)

4. EJEMPLO

4.1 Sistema bajo estudio

En la Figura 7 se presenta el sistema de prueba para la metodología propuesta. Este sistema es el SG que sirve actualmente a la ciudad de Pereira pero adicionándole la planta Senegal. El estudio se hará para el año 2008 con una demanda máxima pronosticada de 86.106 MW.

Todas las plantas internas operan a filo de agua sobre un mismo río.

Se considera que los sistemas externos a los que existe interconexión operan en forma independiente sin conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Como que el SIN tiene una capacidad de generación mucho mayor que la de estos tres sistemas, al incluirse no habría deficiencia en generación. La situación propuesta es real pues el SIN ha tenido problemas de deficiencias de generación aproximadamente cada 10 años.

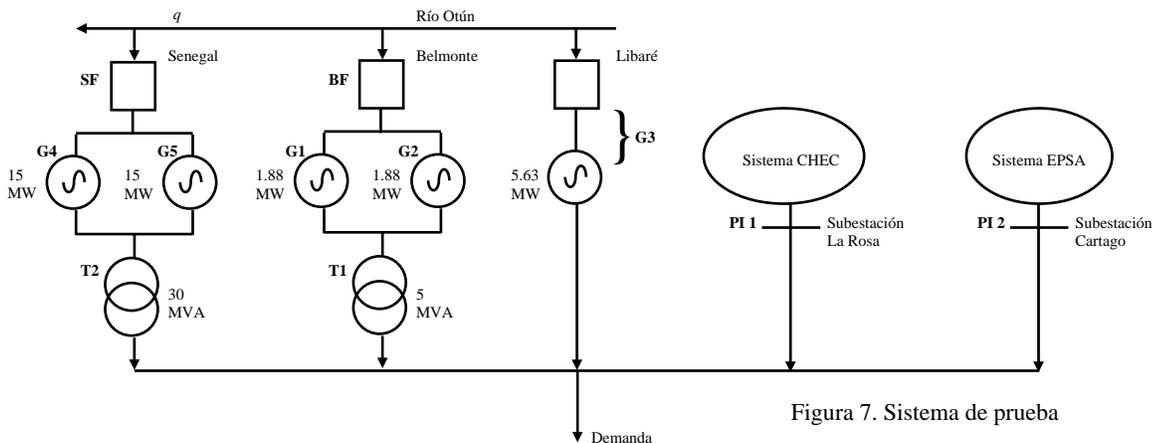


Figura 7. Sistema de prueba

En las tablas 1 y 2 se presentan los modelos de confiabilidad de los componentes, los cuales se tomaron de estudios anteriores [6] y [7].

	Tiempo para salida			Tiempo para restauración		
		α	β		α	β
G1	Weibull	0.1960	0.5993	Lognorm	-3.4147	1.8051
G2	Gamma	0.4762	31.7617	Lognorm	-3.6899	1.9552
G3	Weibull	0.2430	0.6103	Lognorm	-3.8778	1.1898
G4 G5	Weibull	0.3115	0.6485	Lognorm	-3.6333	1.4382
BF	Gamma	0.9053	133.0033	Lognorm	-1.5536	2.0535
SF	Weibull	0.3788	0.6111	Lognorm	-2.5503	1.0628
T1	Gamma	0.4141	293.9713	Lognorm	-5.2816	1.3300
T2	Lognorm	3.7168	1.9649	Lognorm	-3.8450	1.9775

Tabla 1. Modelos para análisis de fallas

	Tiempo para salida			Tiempo para restauración		
		α	β		α	β
G1	Weibull	0.3146	0.5556	Lognorm	-2.8668	2.0909
G2	Weibull	0.2972	0.6317	Lognorm	-3.4047	2.0604
G3	Weibull	0.5273	0.6393	Lognorm	-3.0667	1.3423
G4 G5	Weibull	0.3115	0.6485	Lognorm	-3.6330	1.4382
BF	Weibull	0.2752	0.7141	Lognorm	-2.1042	1.1568
SF	Weibull	0.3788	0.6111	Lognorm	-2.5503	1.0628
T1	Lognorm	2.7903	1.9180	Lognorm	-3.0151	1.9775
T2	Gamma	0.4574	153.4271	Lognorm	-4.3204	1.8035

Tabla 2. Modelos para análisis de disponibilidad

4.3 Modelo de caudal en el río

Utilizando registros de caudales mensuales en el Río Otún durante 19 años, se construyeron los modelos Gaussianos presentados en la Tabla 3.

Mes	μ [m ³ /s]	σ [m ³ /s]
1	11.0221	5.3597
2	10.1514	5.8372
3	10.0891	4.5183
4	14.3831	5.9485
5	14.8451	4.9710
6	9.6728	3.6171
7	7.1860	2.9488
8	6.5931	3.3309
9	8.0231	4.1142
10	14.2888	4.5184
11	17.9538	6.7525
12	14.6636	7.0075

Tabla 3. Modelos para caudal en el Río Otún

El agua disponible para generar está dada por:

$$q_G = q - q_{ER} - q_{AQ} \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (7)$$

Donde:

q_{ER} : Restricción ambiental (1.5 m³/s).

q_{AQ} : Caudal para el acueducto local (2.6 m³/s). Aplica para la planta Libaré.

4.4 Modelo de despacho de cada unidad interna

$$P_{BELMONTE} = 916.3 * q_G \quad [\text{kW}] \quad (8)$$

$$0.5 \leq q_G \leq 1.855 \quad [\text{m}^3/\text{s}]$$

$$P_{LIBARE} = 736.372 * q_G \quad [\text{kW}] \quad (9)$$

$$0.5 \leq q_G \leq 6.79 \quad [\text{m}^3/\text{s}]$$

$$P_{SENEGAL} = 1666 * q_G \quad [\text{kW}] \quad (10)$$

$$0.5 \leq q_G \leq 9.0 \quad [\text{m}^3/\text{s}]$$

4.5 Modelo de despacho de las unidades externas

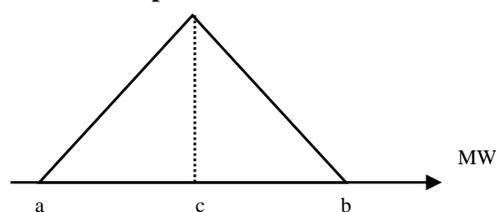


Figura 8. Distribución de probabilidad triangular

La potencia activa suministrada por los PI se modela mediante una distribución triangular que se modela mediante los siguientes parámetros (Ver la Figura 8):

- a: Es el valor mínimo que se pueden suministrar.
- b: Es la capacidad en MW de la interconexión
- c: Es el valor más probable de MW que puede suministrar el sistema externo.

PI	a [MW]	b [MW]	c [MW]
Cartago	0	100	40
La Rosa	0	242	60

Tabla 4. Modelos para caudal en el Río Otún

En la Tabla 4 se presentan los valores de los parámetros que definen los modelos de generación externa.

4.6 Modelo de la demanda

La demanda se modela en forma horaria para dos días típicos: ordinario y festivo. Las Figuras 4 y 5 presentan las curvas utilizadas.

5. CASOS DE ESTUDIO Y RESULTADOS

Caso		LOLE [Horas/año]	LOLP [%]	EENS [MW-h/año]	EENS [MVAR-h/año]
1	Análisis de energía activa, modelos de falla de componentes	208.56	0.0238	2987	0.00
2	Análisis de energía activa y reactiva, modelos de falla de componentes	279.03	0.0318	2987	535
3	Análisis de energía activa, modelos de falla de componentes, caudal en río constante en su valor medio $\mu = 11.6213 \text{ m}^3/\text{s}$	30.98	0.0035	262	0.00
4	Análisis de energía activa, modelos de disponibilidad de componentes	209.28	0.0239	3007	0.00

Tabla 5. Índices de confiabilidad del sistema de prueba en el año 2008 con demanda máxima en potencia de 86.106 MW y energía anual de 552.29 GW-h y 312.71 GVAR-h.

En la referencia [9] se presentan otros casos de estudio, se calculan otros índices de confiabilidad para todos los casos y se obtienen las distribuciones de probabilidad de los índices de confiabilidad.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El método de simulación de Montecarlo secuencial es una poderosa herramienta para el análisis de confiabilidad de sistemas de generación limitados en energía o en capacidad instalada ya que permite incorporar apropiadamente la aleatoriedad en la disponibilidad de los recursos primarios de generación y en el soporte de generación que pueden brindar los sistemas externos a los que existe interconexión.

El método de simulación de Montecarlo permite incorporar todos los aspectos de la operación de los sistemas de generación lo cual mejora las predicciones obtenidas. Ejemplo de estos aspectos son: el despacho óptimo, las curvas de capacidad de generación, el despacho de reactivos, los modelos horarios de la demanda activa y reactiva, etc.

Para el sistema analizado se observa que el LOLE obtenido en todos los casos es muy alto comparado al valor internacional aceptado de 2.4 horas/año. Sin embargo, este valor de referencia ha sido establecido para grandes sistemas de potencia, lo cual no corresponde al sistema analizado.

De los resultados se observa que al incorporar el análisis de reactivos el LOLE se aumenta en un 34%. Este es un incremento muy alto que muestra el gran efecto que tiene la energía reactiva en la planeación de un sistema de generación. Por lo tanto, es necesario incorporar este análisis en la valoración de confiabilidad.

Como lo muestran los resultados del Caso 3, el asumir los recursos primarios de generación constantes en su valor promedio puede llevar a predicciones totalmente equivocadas sobre el desempeño del sistema. Como se observa, los índices de confiabilidad tienen una gran mejora; sin embargo, la probabilidad de que el caudal sea

menor al valor medio es del 50%, lo cual representa un riesgo muy alto para las predicciones.

Para el sistema analizado se observa que el incorporar los modelos de indisponibilidad de los componentes tiene poco efecto sobre el valor de los índices de confiabilidad.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] CIGRE, "Power System Reliability Analysis – Application Guide", CIGRE, 1987.
- [2] CIGRE Task Force, "Sequential Probabilistic Methods for Power System Operation and Planning", *Electra*, No. 179, Aug. 1998.
- [3] BILLINTON R, ALLAN R, "Reliability Evaluation of Power Systems", second edition, Plenum Press, 1996.
- [4] BILLINTON R, GAN L, "Use of Montecarlo Simulation in Teaching Generating Capacity Adequacy Assessment", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No.4, November 1991.
- [5] BILLINTON R, "Criteria Used by Canadian Utilities in the Planning and Operation of Generating Capacity", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 4, November 1988.
- [6] GARCÉS L. P, GÓMEZ O, "Análisis de confiabilidad del sistema de transmisión regional usando simulación de Montecarlo", Proyecto de Grado, Universidad Tecnológica de Pereira, 2003.
- [7] ZAPATA C. J, GARCÉS L. P, GÓMEZ O, "Modelamiento de componentes de sistemas compuestos generación-transmisión para estudios de confiabilidad", Revista Scientia et Technica, No. 25, 2004.
- [8] ZAPATA C. J, "Confiabilidad de sistemas Eléctricos", Universidad Tecnológica de Pereira, 2005.
- [9] CAMPOS E. L, "Análisis de confiabilidad del sistema de generación de energía eléctrica de la ciudad de Pereira", Proyecto de Grado, Universidad Tecnológica de Pereira, 2005.