

# CÁLCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ECUATORIANO

Andrés Narváez  
Dirección de Sistemas de Información

## RESUMEN

La operación del sistema de potencia está sujeta a contingencias, la magnitud de algunas de ellas puede implicar el corte del suministro de energía eléctrica a un porcentaje de la demanda. Es necesario determinar los índices de confiabilidad de cada componente y del sistema.

En el presente trabajo se considera el caso específico del sistema de generación, el cual está sujeto a contingencias debidas a diversas causas y con una duración específica. Luego de determinar el nivel de confiabilidad, se plantearán los niveles de reserva requeridos para mantener el suministro de la demanda a pesar de la ocurrencia de ciertas contingencias.

**PALABRAS CLAVE:** Confiabilidad, Reserva, Índices, Generación.

## 1. METODOLOGÍA

### 1.1. Delimitación del Sistema a ser Analizado

La determinación de la reserva a través de los cálculos de confiabilidad no es posible realizarse considerando el sistema completo debido a la complejidad y diversidad de funciones de los diferentes subsistemas. Consecuentemente, surge la necesidad de dividir el problema en partes tanto en lo que respecta al sistema, como a los períodos de análisis involucrados.

En el presente trabajo se determinará la reserva de generación en períodos anuales, es decir, considerando el ámbito de la programación anual. Se considerará únicamente el sistema de generación, suponiendo que la red de transmisión es absolutamente confiable y con capacidad ilimitada.

En este estudio se analizará en forma individual únicamente los generadores con una potencia efectiva superior a 10 MW. En base a un análisis se ha determinado que todos los generadores con capacidades menores a 10 MW pueden ser considerados como un generador equivalente al 11% de la potencia instalada del SNI.

La base de datos a ser utilizada contiene información de las fallas de los generadores incluyendo potencia desconectada y el tiempo que tomó el restablecimiento. Se cuenta con información del: 2002, 2003, 2004 y 2005. Se considera que ésta es una muestra significativa y cumple con los requisitos de homogeneidad necesarios.

### 1.2. Parámetros para Describir la Confiabilidad de los Bloques Generadores

Se debe determinar la capacidad de generación requerida para alcanzar un nivel de confiabilidad establecido. Debido a la incertidumbre en la predicción de demanda y la salida no planificada de equipos es necesario mantener una reserva.

Para el análisis del comportamiento de los bloques generadores es necesario considerar en forma separada los estados y eventos de carácter estocástico de aquellos de carácter determinístico.

Para los bloques generadores a más de los estados de operación (O) y falla (F), se puede considerar un tercer estado correspondiente a la operación del bloque entre la detección de una falla y la salida de servicio. Sin embargo, en el presente estudio dicho estado no será considerado, dada la imposibilidad de determinar la probabilidad de que una falla obligue a una salida de servicio inmediata o no; y, el tiempo de permanencia en operación entre la detección de una falla y la salida de servicio pospuesta.

Cada estado tiene asociada una variable aleatoria correspondiente al tiempo de permanencia del bloque en el mismo.

Para tiempos de operación  $T_o$  exponencialmente distribuidos, la tasa de falla  $\lambda$  se puede calcular como:

$$\lambda = \frac{1}{E(T_o)}$$

Para tiempos de falla  $T_F$  exponencialmente distribuidos, la tasa de reparación  $\mu$  se puede calcular como:

$$\mu = \frac{1}{E(T_F)}$$

La probabilidad de operación Pr (O,t) se puede calcular como:

$$\Pr(O, t) = \frac{\mu}{\mu + \lambda}$$

La probabilidad de falla Pr (F,t) se puede calcular como:

$$\Pr(F, t) = \frac{\lambda}{\mu + \lambda}$$

El proceso estocástico puede describirse a través de las densidades de probabilidad de la duración del estado O y F. Los valores de estas densidades de probabilidades se pueden estimar a través de la observación del comportamiento de los bloques durante un tiempo suficientemente prolongado.

#### Parámetros para cuantificar la Confiabilidad y la Reserva necesaria del Sistema de Generación

Dado que el sistema de generación es el encargado de satisfacer la demanda en cada instante, el déficit de potencia se considera como estado de falla o estado no deseado del sistema. La condición de déficit se da cuando la potencia de generación disponible es insuficiente para satisfacer la demanda.

El primer paso es modelar el comportamiento estocástico de las unidades de generación. Desde el punto de vista del sistema son importantes aquellos estados de los generadores en los cuales es importante la reserva dado que el generador no está en capacidad de producir energía.

Cada déficit *i* puede describirse por: el instante en que comienza  $t_{o,i}$ , su duración  $t_{d,i}$ , su potencia variable en el tiempo  $P_{D,i}(t)$  y la energía no producida  $W_{D,i}$ .

La potencia de déficit  $P_D(t)$  se define como:

$$P_D(t) = P_L(t) - P_V(t) \quad \text{si } P_L(t) > P_V(t)$$

$$P_D(t) = 0 \quad \text{si } P_L(t) < P_V(t)$$

Donde:

PV (t) = Es la potencia de generación disponible.

PL (t) = Es la demanda.

A través de los diagramas de operación del sistema durante el tiempo  $T_N$  se pueden calcular las siguientes magnitudes probabilísticas como indicadores de confiabilidad del sistema:

- Frecuencia del estado de déficit  $f_D$ .
- Valor esperado de la duración del estado de déficit  $E(TD)$ .
- Valor esperado de la energía de déficit por ocurrencia  $E(W_D)$ .

Si en lugar de considerar cada estado de déficit individualmente, se toma la totalidad de los déficits en el período de observación, se pueden definir:

- Valor esperado de la duración total en estado de déficit de potencia en TN.
- Valor esperado de la energía no producida en  $T_N$ .

Las magnitudes antes citadas caracterizan la confiabilidad media del sistema en el intervalo de tiempo  $T_N$ . Para describir la confiabilidad en un instante determinado *t* se utiliza la probabilidad de déficit de potencia Pr (D,t).

Para la determinación de la reserva necesaria es de importancia la relación funcional entre los parámetros: duración, frecuencia y probabilidad de déficit y la potencia de déficit.

En base a los diagramas de operación en el intervalo TN se puede obtener a partir de la curva del déficit en función del tiempo una curva ordenada de duración.

Tomando el valor medio aritmético de todas las curvas de duración se obtiene el valor esperado del tiempo total con una potencia de déficit mayor que P en  $T_N$ .

En forma análoga se puede obtener para cada potencia P la frecuencia de déficits que superan esa potencia para cada diagrama de operación y formando el valor medio sobre todos los n casos se obtiene el valor esperado de la frecuencia de déficits con una potencia de déficit mayor que P.

Para cada instante *t* se puede obtener la función acumulativa de la probabilidad de déficit  $F_D(P)$ , que da la probabilidad de que en el instante considerado la potencia de déficit PD sea mayor que un valor dado P.

La función  $F_D(P)$  es conocida como *función acumulativa de la probabilidad de falla*.

Dada la probabilidad de falla de cada generador  $Pr_i(F)$  y considerando independencia en el comportamiento de los generadores, se puede determinar la función de probabilidad acumulativa de capacidad indisponible  $F_F(P) = Pr(P_F > P)$  a través de la convolución de las funciones de probabilidad de cada generador.

La potencia de reserva  $P_R$  de un sistema de generación se define como la diferencia entre la capacidad instalada y la máxima demanda. Dado un valor de  $P_R$  se puede calcular el índice “Lost of Load Probability” LOLP como  $F_F(P_R)$ . Adicionalmente, si se conoce el valor de  $LOLP_{máx}$ . Se puede determinar la potencia de reserva correspondiente.

Con el eje de las abscisas en el valor de reserva existente  $P_{Re}$ . La función acumulativa de la probabilidad de falla es la probabilidad de que para el instante considerado la potencia fuera de servicio por falla  $P_F$  sea mayor que un valor dado  $P$ .

Dado que para el cálculo de la reserva necesaria se parte de un nivel de confiabilidad prefijado que debe respetarse en todo instante, la probabilidad de déficit de potencia en la forma de la función acumulativa  $F_F(P)$  es adecuada para esta determinación. El resto de magnitudes definidas anteriormente son adecuadas para cuantificar la confiabilidad media en el intervalo considerado.

Para determinar la potencia de reserva necesaria con ayuda de la función acumulativa de la probabilidad de falla se procede como sigue.

1. Se fija el nivel de confiabilidad deseado  $Pr_L$  que es un límite que no debe ser superado en ningún momento por la probabilidad de déficit.
2. Se determina en la curva  $F_F(P)$  el valor de reserva necesario  $P_{Rd}$  para respetar el valor de la confiabilidad prefijado. Si  $PRd$  es mayor que la reserva existente  $P_{Re}$ , entonces se necesita reserva adicional.

Para la elección del nivel de confiabilidad  $Pr_L$ , se puede realizar una optimización técnica-económica con el objeto de minimizar los costos totales, incluyendo los costos de la reserva y los costos de déficit.

Una segunda posibilidad, más realista aunque no totalmente satisfactoria, consiste en la elección del nivel de confiabilidad en base a la experiencia de la operación. La bibliografía especialidad recomienda un valor  $Pr_L = 10^{-2}$ .

### 1.3. Criterio de Confiabilidad e Índices

La determinación del nivel óptimo de confiabilidad requiere un conocimiento de los costos de las salidas de equipos no planificadas, estos costos son determinados por los organismos reguladores.

Uno de los índices más utilizados en sistemas de

generación es el “lost of load probability” LOLP que representa la probabilidad de que la demanda sea mayor a la capacidad de generación disponible.

Otro índice muy utilizado es el “expected energy not served” EENS que representa la energía no suministrada en un año por causa reducción de la capacidad debido a fallas.

## 2. EJECUCIÓN DE CÁLCULOS Y ANÁLISIS

### 2.1. Consideraciones

- Las unidades de generación con una potencia nominal inferior a los 10 MW son agrupadas en una unidad equivalente al 11% de la potencia instalada del SNI. En base a un análisis general de dichas unidades se determinó una tasa de falla aproximada de 0,01 y una tasa de reparación aproximada de 0,1.
- Dado que el presente estudio de confiabilidad se lo realiza para un período de un año, la curva de demanda utilizada considera también un año de duración.
- La prioridad de operación de las unidades de generación está dada por su costo variable de producción.
- No se consideran las desviaciones en el pronóstico de la demanda.

La curva de demanda promedio anual a ser abastecida se presenta en la Figura 1.

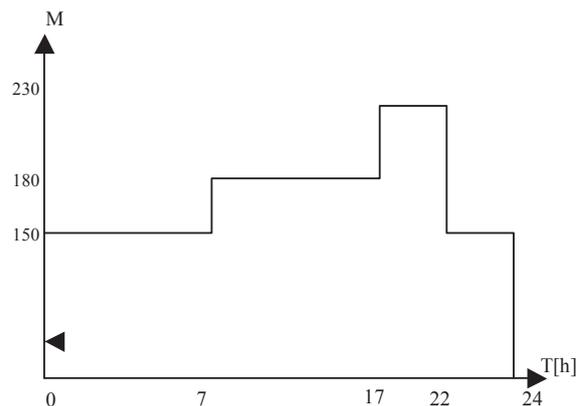


FIGURA 1: Curva de Demanda del Sistema Ecuatoriano

### 2.2. Determinación de las Tasas de Falla y Reparación

Los datos que se disponen para cada unidad de generación son: número de fallas anuales y tiempo total que cada unidad se encontró en estado de falla anualmente durante el: 2002, 2003, 2004 y 2005.

En base a esta información se puede determinar: el promedio de duración de cada falla para cada unidad, la tasa de falla  $\lambda$ , la tasa de reparación  $\mu$  y la probabilidad de falla de cada unidad  $\Pr(F,t)$ . Los cálculos y resultados son presentados en la Tabla 1.

### 2.3. Cálculo de la Función Acumulada de Probabilidad de Falla por el Método Recursivo

Para realizar este cálculo se procedió a ordenar las unidades de generación de acuerdo a su costo variable de producción en forma ascendente, de esta manera se asegura que se podrán asignar bloques de generación que cubrirán paulatinamente la carga para los periodos de demanda base, media y punta. Se

considera que la interconexión eléctrica con Colombia estará operando en todos los periodos de demanda a su máxima capacidad. En la Tabla 2 y a manera de ejemplo se presentan los cálculos y resultados de un bloque de generación, los cuales han sido ejecutados para todos los generadores del sistema.

Se considera que el bloque de demanda base abarca hasta la Central Machala Power con un valor de bloque de 1 700 MW, es decir existe una reserva de 200 MW.

Se considera que el bloque de demanda media abarca hasta la Central Gas Pascuales con un valor de bloque de 1 950 MW, es decir existe una reserva de 150 MW.

TABLA 1: Cálculo de las Tasas de Falla y Reparación

Unidad	CENTRAL		AGOYÁN		CGPA		CTRI		ELECTROQUIL				ESME		G.ZEVALLOS				M.LANADO			M.POWER			
	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U1	U2	U3	U4	U1	U2	U3	U4	U1	U2	U3	U4	U1	U2	U3	U1	U2		
Potencia Efectiva MW	78.0	78.0	92.0	133.0	44.0	44.0	45.0	45.0	132.0	132.0	73.0	73.0	20.0	65.0	65.0	65.0	88.0	88.0							
Número de Fallas en 2002	1.0	1.0	0.0	7.0	10.0	14.0	7.0	4.0	11.0	5.0	5.0	0.0	4.0	6.0	1.0	8.0	13.0								
Tiempo de Falla en 2002 [h]	0.1	0.7	0.0	7.1	138.2	13.2	6.0	5.0	39.4	4.8	9.4	0.0	1.5	2.2	0.3	9.8	15.5								
Número de Fallas en 2003	2.0	3.0	0.0	3.0	3.0	6.0	2.0	6.0	4.0	2.0	2.0	4.0	4.0	2.0	2.0	4.0	5.0								
Tiempo de Falla en 2003 [h]	1.0	2.0	0.0	25.9	29.3	10.7	3.3	7.3	7.7	1.1	0.8	1.9	1.4	0.7	1.2	9.9	13.9								
Número de Fallas en 2004	3.0	2.0	2.0	5.0	12.0	11.0	11.0	10.0	5.0	6.0	9.0	7.0	9.0	2.0	4.0	7.0	8.0								
Tiempo de Falla en 2004 [h]	3.0	1.4	8.7	17.9	69.6	40.1	19.8	18.7	5.9	11.2	13.0	3.9	7.4	1.3	2.5	29.9	12.1								
Número de Fallas en 2005	2.0	1.0	3.0	16.0	13.0	8.0	2.0	7.0	6.0	4.0	5.0	1.0	2.0	3.0	2.0	11.0	3.0								
Tiempo de Falla en 2005 [h]	0.6	0.7	432.4	30.9	29.1	17.9	6.1	37.8	12.6	7.7	19.5	0.6	4.4	3.8	2.6	126.8	13.0								
Tasa de falla	0.0002	0.0002	0.0001	0.0009	0.0011	0.0011	0.0006	0.0008	0.0007	0.0005	0.0006	0.0003	0.0005	0.0004	0.0003	0.0009	0.0008								
Tasa de reparación	0.2174	0.2083	0.0023	0.0122	0.0038	0.0122	0.0284	0.0145	0.0153	0.0404	0.0235	0.1568	0.0687	0.1237	0.1535	0.0057	0.0184								
Pr(F,t)	0.0010	0.0010	0.0599	0.0675	0.2253	0.0837	0.0217	0.0504	0.0465	0.0119	0.0249	0.0022	0.0078	0.0030	0.0017	0.1317	0.0432								
Central	PAUTE										PBARG		PUCA		SANTAROSA			VICTI	CLOMB						
Unidad	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10	U1	U1	U2	TG1	TG2	TG3	U1								
Potencia Efectiva MW	100.0	100.0	100.0	115.0	115.0	115.0	115.0	115.0	100.0	100.0	30.0	36.0	36.0	16.0	16.0	16.0	16.0	105.0							
Número de Fallas en 2002	2.0	0.0	1.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	2.0	1.0	1.0	2.0	4.0						
Tiempo de Falla en 2002 [h]	0.6	0.0	2.5	0.0	0.2	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0	0.4	4.6	0.4	0.2	0.6	5.7								
Número de Fallas en 2003	0.0	3.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.2	1.0	1.0	3.0	2.0	10.0							
Tiempo de Falla en 2003 [h]	0.0	3.7	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	2.0	1.4	0.5	0.5	0.6	43.5	32.0								
Número de Fallas en 2004	1.0	0.0	1.0	0.0	3.0	1.0	1.0	1.0	3.0	1.0	28.0	2.0	1.0	7.0	21.0	5.0	4.0	2.0							
Tiempo de Falla en 2004 [h]	0.3	0.0	1.6	0.0	9.5	2.2	2.0	0.1	27.4	2.7	115.7	6.9	0.4	31.7	23.4	3.9	4.4	1.3							
Número de Fallas en 2005	0.0	1.0	0.0	2.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	2.0	1.0	1.0	1.0	25.0	4.0	6.0	8.0							
Tiempo de Falla en 2005 [h]	0.0	1.4	0.0	6.1	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	0.5	0.7	0.0	17.4	0.7	26.5	4.7							
Tasa de falla	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0002	0.0000	0.0000	0.0001	0.0001	0.0001	0.0009	0.0002	0.0001	0.0003	0.0014	0.0004	0.0005	0.0008							
Tasa de reparación	1.1538	0.1937	0.2479	0.1653	0.0888	0.4478	0.5000	0.6593	0.0365	0.3659	0.0084	0.1027	0.1404	0.0307	0.0241	0.1744	0.0125	0.0263							
Pr(F,t)	0.0074	0.0589	0.0230	0.0345	0.1926	0.0064	0.0057	0.0130	0.2341	0.0156	0.0928	0.0017	0.0009	0.0092	0.0538	0.0023	0.0353	0.0282							

TABLA 2: Cálculo de la Función Acumulada de Probabilidad de Falla

Central	Colombia	PAUTE																			
		U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	U9	U10										
Potencia Efectiva	250	100	100	100	115	115	115	115	115	100	100										
Pr(F,t)	4,73333	0,00000	1,41667	0,00000	6,05000	0,41667	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,03333			
P <	Pr(PF > P)																				
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
50	2,82E-02	3,54E-02	9,22E-02	1,13E-01	1,44E-01	3,09E-01	3,13E-01	3,17E-01	3,26E-01	4,84E-01	4,92E-01										
100	2,82E-02	3,54E-02	9,22E-02	1,13E-01	1,44E-01	3,09E-01	3,13E-01	3,17E-01	3,26E-01	4,84E-01	4,92E-01										
150	2,82E-02	2,82E-02	2,86E-02	3,01E-02	3,29E-02	5,43E-02	5,59E-02	5,74E-02	6,07E-02	1,23E-01	1,28E-01										
200	2,82E-02	2,82E-02	2,86E-02	3,01E-02	3,29E-02	5,43E-02	5,59E-02	5,74E-02	6,07E-02	1,23E-01	1,28E-01										
250	2,82E-02	2,82E-02	2,82E-02	2,82E-02	2,82E-02	2,91E-02	2,93E-02	2,95E-02	2,98E-02	3,71E-02	3,84E-02										
300	0,00E+00	2,09E-04	1,86E-03	2,47E-03	3,42E-03	9,11E-03	9,39E-03	9,66E-03	1,03E-02	2,21E-02	2,37E-02										
350	0,00E+00	2,09E-04	1,86E-03	2,46E-03	3,35E-03	8,14E-03	8,28E-03	8,40E-03	8,67E-03	1,36E-02	1,40E-02										
400	0,00E+00	0,00E+00	1,23E-05	5,48E-05	1,38E-04	7,71E-04	8,24E-04	8,73E-04	9,87E-04	3,16E-03	3,46E-03										
450	0,00E+00	0,00E+00	1,23E-05	5,48E-05	1,38E-04	7,56E-04	8,04E-04	8,46E-04	9,44E-04	2,75E-03	2,92E-03										
500	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,83E-07	2,16E-06	2,84E-05	3,31E-05	3,76E-05	4,85E-05	2,68E-04	3,13E-04										
550	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,83E-07	2,16E-06	2,83E-05	3,29E-05	3,73E-05	4,78E-05	2,58E-04	2,97E-04										
600	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	9,79E-09	4,25E-07	6,03E-07	7,88E-07	1,27E-06	1,23E-05	1,63E-05										
650	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	9,79E-09	4,25E-07	6,02E-07	7,87E-07	1,26E-06	1,22E-05	1,60E-05										



Continuación de la Tabla 2

700	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,88E-09	4,58E-09	7,99E-09	1,81E-08	3,10E-07	4,98E-07
750	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,88E-09	4,58E-09	7,99E-09	1,81E-08	3,09E-07	4,94E-07
800	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,20E-11	3,81E-11	1,41E-10	4,35E-09	9,12E-09
850	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,20E-11	3,81E-11	1,41E-10	4,35E-09	9,10E-09
900	0,00E+00	6,86E-14	5,62E-13	3,35E-11	1,01E-10						
950	0,00E+00	6,86E-14	5,62E-13	3,35E-11	1,01E-10						
1000	0,00E+00	8,90E-16	1,32E-13	6,53E-13							
1050	0,00E+00	8,90E-16	1,32E-13	6,53E-13							
1100	0,00E+00	2,08E-16	2,27E-15								
1150	0,00E+00	2,08E-16	2,27E-15								
1200	0,00E+00	3,25E-18									
1250	0,00E+00	3,25E-18									
1300	0,00E+00										

Se considera que el bloque de demanda punta abarca todas las unidades de generación con una capacidad acumulada de 2 550 MW, es decir existe una reserva de 250 MW.

TD = Período de déficit.  
 ENS = Energía no suministrada.  
 ΔP = Valor incremental de P.

#### 2.4. Cálculo de los Índices de Confiabilidad

En base a los valores obtenidos mediante el método recursivo, se ha determinado el valor de LOLP (Lost of Load Probability) para los valores de la demanda base, media y punta. Los resultados se presentan en la Tabla 3.

TABLA 3: Cálculo del Indicador LOLP

	Punta	Media	Base	LOLP	LOLP	LOLP
	Pr(PF = P)			Punta	Media	Base
P <	0,211	0,357	0,478	250	150	200
0	0,163	0,089	0,007			
50	0,233	0,304	0,365			
100	0,150	0,074	0,005			
150	0,107	0,101	0,101		0,0752	
200	0,061	0,034	0,015			0,0287
250	0,033	0,020	0,013	0,0418		

#### Demanda Base

PR = 200MW.  
 E(PD) = [0,12254]\*50 MW = 6,13 MW.  
 E(ENS) = 6,13 MW\*9\*365 h = 20,13 GWh.

#### Demanda Media

PR = 150MW.  
 E(PD) = [0,329104]\*50 MW = 16,46 MW.  
 E(ENS) = 16,46 MW\*10\*365 h = 60,06 GWh.

#### Demanda Punta

PR = 250MW.  
 E(PD) = [0,16137]\*50 MW = 8,07 MW.  
 E(ENS) = 8,07 MW\*5\*365 h = 14,72 GWh.

#### 2.5. Cálculo del Valor Esperado de la Energía No Suministrada ENS

Se considera una reserva de 50 MW para todas las bandas de demanda. Para el cálculo de los valores esperados se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$E(PD) = \left[ \sum Pr(PF > P) \right] * \Delta P; \text{ para } PF > PR$$

$$E(ENS) = E(PD) * TD$$

Donde:

PD = Potencia de déficit.  
 PF = Potencia de falla.  
 PR = Reserva.

#### 2.6. Cálculo de la Reserva de Corto Plazo

Se utiliza la curva de la probabilidad acumulada de falla, en las Figuras 2, 3 y 4 se presentan las curvas para los períodos de demanda base, media y punta. Se utiliza un valor de 0,2 para el nivel de confiabilidad requerido.

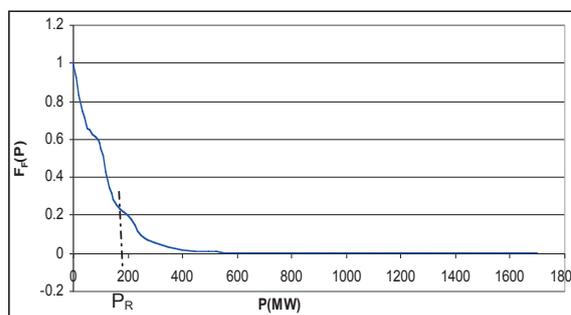


Figura 2: Función Acumulativa de Probabilidad de Falla, Demanda Base



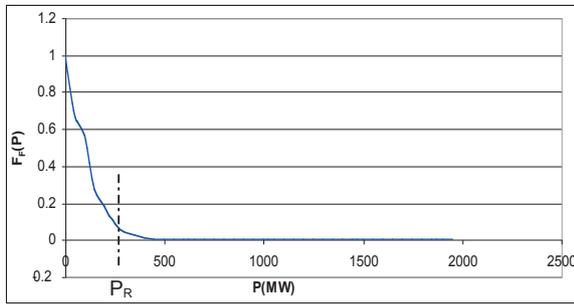


Figura 3: Función Acumulativa de Probabilidad de Falla, Demanda Media

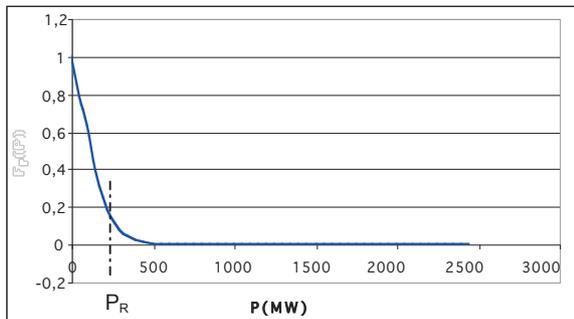


Figura 4: Función Acumulativa de Probabilidad de Falla, Demanda Punta

Los resultados se resumen en la Tabla 4.

TABLA 4: Reserva Requerida vs Reserva Disponible

Periodo de Demanda	Generación Disponible [MW]	Demanda [MW]	Reserva Disponible [MW]	Reserva Requerida [MW]	$\Delta P_s$ [MW]
Base	1 700	1 500	200	180	20
Media	1 950	1 800	150	200	-50
Punta	2 550	2 300	250	230	20

### 3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El menor valor de LOLP se lo obtuvo para la demanda base, el segundo menor valor de LOLP se lo obtuvo para la demanda punta, mientras que el mayor valor de LOLP se lo obtuvo para la demanda media. Estos resultados son consecuentes con los valores de reserva existentes para cada período de demanda.
- En general los valores de LOLP son relativamente bajos, lo cual permite concluir que la probabilidad de falla del sistema de generación ecuatoriano es baja, es decir, no se producen una cantidad exagerada de fallas en el sistema de generación y los tiempos de reparación son moderados.
- El menor valor de EENS se lo obtuvo para la demanda base y equivale al 0,41% de la

demanda de energía anual en la banda base, el segundo menor valor de EENS se lo obtuvo para la demanda punta y equivale al 0,37% de la demanda de energía anual en la banda punta, mientras que el mayor valor de EENS se lo obtuvo para la demanda media y equivale al 0,91% de la demanda de energía anual en la banda media.

- Con las condiciones planteadas en este estudio, se concluye que en los períodos de demanda base y punta se dispone de la reserva suficiente para alcanzar el nivel de confiabilidad deseado, mientras que en el período de demanda media y se requieren 50 MW adicionales de reserva, para alcanzar el nivel de confiabilidad deseado.
- Actualmente, en el SNI se está utilizando 4% de la demanda como reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia, lo que equivale aproximadamente a 60; 72 y 88 MW de reserva para los períodos de demanda base, media y punta, respectivamente.

Consecuentemente, no se estaría cumpliendo con el nivel de confiabilidad seleccionado 0,2 ni tampoco con el recomendado por la bibliografía de 10-2.

### 4. BIBLIOGRAFÍA

- [1] GARCÉS, Francisco; Electric Power: Transmission and Generation Reliability and Adequacy; Universidad Nacional de San Juan, Argentina, 2004.
- [2] Estudios de Confiabilidad y Reserva en Mercados Competitivos, Curso para CENACE, Universidad Nacional de San Juan, Argentina, 2000.
- [3] SOTO, Manuel; RUDNICK, Hugh; Generation and Transmission Contributions to System Reliability; Catholic University of Chile, Chile, 1998.
- [4] PÉREZ, Ignacio; Long – Term Reliability of Generation in Competitive Wholesale Markets; Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España, 2001.
- [5] MUÑOZ Jorge; JIMÉNEZ Noemi; PÉREZ Juan; BARQUÍN Julian; Generation System Reliability including Natural Gas System Constraints; Universidades de Málaga y Pontificia Comillas, España, 2004.
- [6] PRADA, José; The Value of Reliability in Power Systems – Pricing Operating Reserves; Massachusetts Institute of Technology, Estados Unidos, 1999.
- [7] FARRAR, Stewart; Reliability of Generation, Transmission and Distribution System; Virginia State Corporation Commission, Estados Unidos, 1999.



**Andrés Narvárez Portillo.**- Nació en el Cantón Montúfar, Ecuador, en 1977. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional de Quito en el 2000;.

Actualmente se encuentra cursando sus estudios de Maestría

en la Escuela Politécnica Nacional de Quito.

Labora en el Centro Nacional de Control de Energía - CENACE, en la Dirección de Sistemas de Información.

Los campos de investigación de su interés son: los Sistemas SCADA-EMS, el Control Automático de Generación y los Modelos de Mercados Eléctricos.