

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **ESCUELA DE INGENIERÍA**

### **ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ECUATORIANO**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO  
ELÉCTRICO**

**EDDISON FERNANDO HERNÁNDEZ JACHO**

**DIRECTOR: DR. HUGO N. ARCOS M.**

**QUITO, JULIO, 2006**

## **DECLARACIÓN**

Yo EDDISON FERNANDO HERNÁNDEZ JACHO, 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.

---

**EDDISON F. HERNÁNDEZ J.**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por EDDISON FERNANDO HERNÁNDEZ JACHO, bajo mi supervisión.

---

**Dr. Hugo N. Arcos M.**  
**DIRECTOR DE PROYECTO**

## DEDICATORIA

*A mi madre.*

## AGRADECIMIENTO

*A Dios.*

*A mi Madre.*

*Al Dr. Hugo Arcos.*

*A la F.P.N.*

*UTENATE, DPL, DOP*

# CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	ii
CERTIFICACIÓN.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTO.....	v
CONTENIDO.....	vi
LISTADO DE TABLAS.....	x
RESUMEN.....	xii
PRESENTACIÓN.....	xiii
<b>CAPÍTULO I .....</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 OBJETIVOS .....</b>	<b>3</b>
<b>1.1.1 OBJETIVO GENERAL .....</b>	<b>3</b>
<b>1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....</b>	<b>3</b>
<b>1.2 ALCANCE .....</b>	<b>4</b>
<b>CAPÍTULO II .....</b>	<b>5</b>
<b>FUNDAMENTO TEÓRICO</b>	
<b>2.1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>5</b>
<b>2.2 DEFINICIONES .....</b>	<b>8</b>
<b>2.3 METODOLOGÍA DE LOS ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD .....</b>	<b>10</b>
<b>2.3.1. ANÁLISIS DEL PROBLEMA, DEFINICIÓN Y DELIMITACIÓN PRECISA             DEL PROBLEMA A RESOLVER .....</b>	<b>10</b>
<b>2.3.2. DETERMINACIÓN DE LA BASE DE DATOS NECESARIA .....</b>	<b>11</b>
<b>2.3.3. MODELACIÓN MATEMÁTICA .....</b>	<b>12</b>
<b>2.3.4. DESARROLLO Y UTILIZACIÓN DE PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO             APROPIADOS .....</b>	<b>12</b>
<b>2.3.5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS .....</b>	<b>13</b>
<b>2.4. DESCRIPCIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE COMPONENTES .....</b>	<b>13</b>

2.4.1.	COMPONENTES NO REPARABLES SALIDA DE SERVICIO POR FALLA .	14
2.4.2.	COMPONENTES REPARABLES. REPARACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	19
2.5.	PROCESOS RENOVABLES .....	22
2.6.	CONFIABILIDAD DE SISTEMAS .....	28
2.6.1.	DEFINICIÓN DE LOS COMPONENTES Y CONDICIONES DE CONTORNO PARA EL CÁLCULO ..	29
2.6.2.	PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO .....	30
2.6.2.1.	Procedimientos de cálculo simulativos .....	30
2.6.2.2.	Procedimientos analíticos .....	30
2.6.2.2.1.	<i>Estructuras lógicas</i> .....	31
2.6.2.2.1.1.	<i>Sistema serie</i> .....	32
2.6.2.2.1.2.	<i>Sistema paralelo</i> .....	34
2.6.2.2.1.3.	<i>Estructuras Serie – Paralelo</i> .....	36
2.6.2.2.1.4.	<i>Configuración r de n</i> .....	36
2.6.2.2.1.5.	<i>Estructuras complejas</i> .....	37
2.6.2.2.2.	<i>Camino mínimos y conjuntos mínimos de corte</i> .....	38
2.6.2.2.3.	<i>Procedimientos del espacio de estados</i> .....	40
2.6.2.2.3.1.	<i>Procedimiento combinatorio</i> .....	40
2.6.2.2.4.	<i>Procesos markovianos</i> .....	42
2.6.2.2.4.1.	<i>Combinación de estados</i> .....	45
2.6.2.2.4.2.	<i>Tiempos de reparación no exponenciales</i> .....	46
2.6.2.2.4.2.1.	<i>Descomposición en serie</i> .....	47
2.6.2.2.4.2.2.	<i>Descomposición en paralelo</i> .....	47
2.6.2.3.	Análisis del efecto de fallas .....	48
2.7.	CÁLCULOS DE CONFIABILIDAD PARA LA DETERMINACIÓN DE LA RESERVA NECESARIA EN SISTEMAS DE GENERACIÓN .....	50
2.7.1.	METODOLOGÍA DE LOS ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD .....	51
2.7.2.	CLASIFICACIÓN DE LOS ESTADOS DEL SISTEMA .....	52
2.7.3.	INDICADORES DE CONFIABILIDAD .....	54

2.7.4.	ÍNDICES E INDICADORES DE CONFIABILIDAD ENCONTRADOS EN LA LITERATURA .....	55
2.7.5.	ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD EN RELACIÓN CON LA PLANIFICACIÓN Y LA OPERACIÓN .....	56
2.7.5.1.	Planificación del crecimiento .....	56
2.7.5.2.	Planificación de la operación de largo alcance .....	57
2.7.5.3.	Planificación de la operación de corto alcance .....	57
2.7.5.4.	Conducción de la operación .....	58
2.7.6.	CÁLCULO DE CONFIABILIDAD EN LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN .....	58
2.7.7.	CLASIFICACIÓN DE LA RESERVA .....	60
2.8.	DETERMINACIÓN DEL REQUERIMIENTO DE RESERVA EN SISTEMAS DE GENERACIÓN .....	63
2.8.1.	DELIMITACIÓN DEL SISTEMA .....	63
2.8.2.	PARÁMETROS PARA DESCRIBIR LA CONFIABILIDAD DE LOS BLOQUES GENERADORES .....	64
2.8.3.	PARÁMETROS PARA CUANTIFICAR LA CONFIABILIDAD Y LA RESERVA NECESARIA DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	66
2.8.4.	CÁLCULOS DE CONFIABILIDAD Y RESERVA NECESARIA PARA LA PLANIFICACIÓN DE CORTO ALCANCE DE LA OPERACIÓN .....	72
2.8.4.1.	Modelación matemática para el cálculo .....	72
2.8.4.1.1.	<i>Modelación del bloque generador como componente</i> .....	72
2.8.4.1.2.	<i>Modelación de la demanda</i> .....	74
2.8.4.1.3.	<i>Modelación de la operación del sistema</i> .....	75
2.8.4.2.	Procedimiento de cálculo de la reserva necesaria .....	76
2.8.5.	CÁLCULO DE LA RESERVA TOTAL .....	76
2.8.5.1.	Cálculo de las probabilidades de estado de los bloques .....	76
2.8.5.2.	Cálculo de la distribución de probabilidad de la potencia fuera de servicio por falla .....	82

2.8.5.3.	Cálculo de la reserva rápida .....	86
2.8.5.4.	Cálculo de las probabilidades de estado de los bloques .....	87
2.8.5.5.	Cálculo del requerimiento de reserva rápida total .....	90
2.8.6.	RESULTADOS DEL CÁLCULO .....	90
 <b>CAPÍTULO III .....</b>		<b>93</b>
<b>METODOLOGÍA .....</b>		<b>93</b>
3.1	CONSIDERACIONES GENERALES .....	93
3.2	RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN .....	94
3.2.1	CONSIDERACIONES PARTICULARES .....	94
3.2.2	DEFINICIÓN DE LAS CAUSAS DE FALLA Y MANTENIMIENTOS EN LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN .....	95
3.2.2.1	Clasificación de Fallas por su causa .....	95
3.2.2.2	Clasificación de los mantenimientos .....	98
3.2.3	ESTRUCTURA DE LOS DATOS INICIALES A SER ANALIZADOS .....	98
3.3	METODOLOGÍA PARA LA OBTENCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS FUNCIONES DE DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD .....	99
3.4	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO PROBABILÍSTICO EN EL TIEMPO DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN .....	103
3.4.1	CONSIDERACIONES PARTICULARES .....	103
3.4.2	MODELACIÓN MATEMÁTICA .....	106
3.4.2.1	Bloque de generación requerido .....	106
3.4.2.2	Bloque de generación no requerido .....	110
3.5	APLICACIÓN DEL ALGORITMO RECURSIVO EN SISTEMAS DE GENERACIÓN .....	113
3.5.1	CONSIDERACIONES PARTICULARES .....	113
3.5.2	APLICACIÓN DEL ALGORITMO RECURSIVO A SISTEMAS DE GENERACIÓN .....	114
3.6	ESTRUCTURA DEL PROGRAMA IMPLEMENTADO PARA EL ANÁLISIS RECURSIVO .....	121
 <b>CAPÍTULO IV .....</b>		<b>126</b>
<b>DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE LA RESERVA TOTAL PARA EL SISTEMA NACIONAL DE GENERACIÓN .....</b>		<b>126</b>
4.1	FUNCIONES DE DISTRIBUCIÓN DE FALLA DE LOS GENERADORES . .....	126
4.1.1	CONSIDERACIONES PARTICULARES .....	126

4.1.2	HIDROPAUTE .....	127
4.1.3	HIDROAGOYAN .....	137
4.1.4	HIDROPUCARÁ .....	137
4.1.5	HIDRONACIÓN .....	137
4.1.6	INTERCONEXIÓN COLOMBIA 230KV .....	141
4.1.7	CENTRALES TÉRMICAS .....	143
4.2	ANÁLISIS Y RESULTADOS DEL ALGORITMO RECURSIVO .....	154
4.2.1	ANÁLISIS Y RESULTADOS DIARIOS DE CONFIABILIDAD .....	154
4.2.1.1	Análisis y resultados día 1 .....	154
4.2.1.2	Análisis y resultados día 2 .....	158
4.2.1.3	Análisis y resultados día 3 .....	161
4.2.1.4	Análisis y resultados día 4 .....	164
4.2.1.5	Análisis y resultados día 5 .....	167
4.2.1.6	Análisis y resultados día 6 .....	170
4.2.1.7	Análisis y resultados día 7 .....	173
4.2.1.8	Análisis y resultados día 8 .....	176
4.2.1.9	Análisis y resultados día 9 .....	179
4.2.1.10	Análisis y resultados día 10 .....	182
4.2.2	ANÁLISIS Y RESULTADOS EN FUNCIÓN DE LA DEMANDA .....	185
4.2.2.1	Demanda mínima .....	185
4.2.2.2	Demanda media .....	190
4.2.2.3	Demanda máxima .....	194
4.2.3	ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL VALOR ESPERADO DE LA POTENCIA FUERA DE SERVICIO EN FUNCIÓN DE LA RESERVA DESIGNADA POR DÍA .....	198
4.2.4	ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL VALOR ESPERADO DE LA POTENCIA FUERA DE SERVICIO EN FUNCIÓN DE LA RESERVA DESIGNADA POR ESCENARIO DE DEMANDA .....	203
CAPÍTULO V .....		206
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....		206
5.1	CONCLUSIONES .....	206
5.2	RECOMENDACIONES .....	208
CAPÍTULO VI .....		209
BIBLIOGRAFÍA .....		209

## LISTADO DE TABLAS

Tabla 3.1. Clasificación De Fallas Por Causa .....	95
Tabla 3.2. Clasificación de Mantenimientos .....	98
Tabla 3.3 Tiempos de disponibilidad y falla de la unidad 4 de la Central Hidroeléctrica Paute .....	100
Tabla 3.4 Probabilidades de falla en el pronóstico de la demanda .....	115
Tabla 3.5 Probabilidades de falla de bloques de Generación.....	116
Tabla 3.6 Resultados de ejemplo de Método Recursivo .....	118
Tabla. 4.1 Demanda del Día 1.....	154
Tabla. 4.2 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 1.....	155
Tabla. 4.3 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 1 .....	156
Tabla. 4.4 Demanda del Día 2.....	158
Tabla. 4.5 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 2.....	158
Tabla. 4.6 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 2 .....	159
Tabla. 4.7 Demanda del Día 3.....	161
Tabla. 4.8 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 3.....	161
Tabla. 4.9 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 3 .....	162
Tabla. 4.10 Demanda del Día 4 .....	164
Tabla. 4.11 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 4.....	164
Tabla. 4.12 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 4 .....	165
Tabla. 4.13 Demanda del Día 5 .....	167
Tabla. 4.14 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 5.....	167
Tabla. 4.15 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 5 .....	168
Tabla. 4.16 Demanda del Día 6 .....	170

<b>Tabla. 4.17 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 6.....</b>	<b>170</b>
<b>Tabla. 4.18 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 6 ..</b>	<b>171</b>
<b>Tabla. 4.19 Demanda del Día 7.....</b>	<b>173</b>
<b>Tabla. 4.20 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 7.....</b>	<b>173</b>
<b>Tabla. 4.21 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 7 ..</b>	<b>174</b>
<b>Tabla. 4.22 Demanda del Día 8 .....</b>	<b>176</b>
<b>Tabla. 4.23 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 8.....</b>	<b>176</b>
<b>Tabla. 4.24 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 8 ..</b>	<b>177</b>
<b>Tabla. 4.25 Demanda del Día 9 .....</b>	<b>179</b>
<b>Tabla. 4.26 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 9.....</b>	<b>179</b>
<b>Tabla. 4.27 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 9 .....</b>	<b>180</b>
<b>Tabla. 4.28 Demanda del Día 10 .....</b>	<b>182</b>
<b>Tabla. 4.29 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 10 .....</b>	<b>182</b>
<b>Tabla 4.30 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 10 .....</b>	<b>183</b>
<b>Tabla. 4.31 Valores representativos de la Demanda Total para el periodo de análisis de 240 horas .....</b>	<b>185</b>
<b>Tabla. 4.32 Determinación de los porcentajes de la Demanda Total Máximos y Mínimos designados como reserva en función de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio del periodo de Demanda Mínima .....</b>	<b>186</b>
<b>Tabla. 4.33 Determinación de las Probabilidades de Potencia Fuera de Servicio Máximas y Mínimas en función del % de la Demanda Total designado como Reserva del periodo de Demanda Mínima .....</b>	<b>187</b>

<b>Tabla. 4.34 Determinación de porcentajes de la Demanda Total Máximos y Mínimos designados como reserva en función de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio del periodo de Demanda Media .....</b>	<b>190</b>
<b>Tabla. 4.35 Determinación de Probabilidades de Potencia Fuera de Servicio Máximas y Mínimas en función del % de la Demanda Total designado como Reserva del periodo de Demanda Media .....</b>	<b>191</b>
<b>Tabla. 4.36 Determinación de porcentajes de la Demanda Total Máximos y Mínimos designados como reserva en función de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio del periodo de Demanda Máxima .....</b>	<b>194</b>
<b>Tabla. 4.37 Determinación de Probabilidades de Potencia Fuera de Servicio Máximas y Mínimas en función del % de la Demanda Total designado como Reserva del periodo de Demanda Máxima .....</b>	<b>195</b>
<b>Tabla. 4.38 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 1 .....</b>	<b>199</b>
<b>Tabla. 4.39 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 2 .....</b>	<b>200</b>
<b>Tabla. 4.40 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 3 .....</b>	<b>200</b>
<b>Tabla. 4.41 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 4 .....</b>	<b>200</b>
<b>Tabla. 4.42 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 5 .....</b>	<b>201</b>
<b>Tabla. 4.43 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 6 .....</b>	<b>201</b>
<b>Tabla. 4.44 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 7 .....</b>	<b>201</b>
<b>Tabla. 4.45 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 8 .....</b>	<b>202</b>
<b>Tabla. 4.46 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 9 .....</b>	<b>202</b>
<b>Tabla. 4.47 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 10 .....</b>	<b>202</b>
<b>Tabla. 4.48 Valores Esperados Máximos y Mínimos de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva para el periodo de Demanda Mínima .....</b>	<b>203</b>

<b>Tabla. 4.49 Valores Esperados Máximos y Mínimos de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva para el periodo de Demanda Media .....</b>	<b>204</b>
<b>Tabla. 4.50 Valores Esperados Máximos y Mínimos de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva para el periodo de Demanda Máxima .....</b>	<b>205</b>

## RESUMEN

El objetivo de este proyecto de Titulación es realizar el análisis del nivel de confiabilidad del Sistema Nacional de Generación para los escenarios más representativos de la demanda, con la finalidad de establecer los niveles de reserva total de corto plazo más adecuados.

Para la realización del presente trabajo se ha desarrollado una base de datos cronológica de los tiempos de disponibilidad, falla y mantenimiento de las unidades de generación del Sistema Nacional Interconectado S.N.I., con la información proporcionada por la Dirección de Operación del CENACE (Centro Nacional de Control de Energía). Por medio de la evaluación estadística de la base de datos se determinan los parámetros de la función de probabilidad de cada bloque de generación del Sistema Nacional.

Se desarrollan las expresiones que modelan el comportamiento probabilístico de los bloques de generación considerando las transiciones de estado que experimentan cuando estos son o no requeridos por el despacho operativo del sistema. Se ha desarrollado una herramienta computacional que permite la obtención de las curvas de comportamiento probabilístico de cada bloque de generación, las cuales permiten definir su probabilidad de falla hora a hora en un periodo de análisis de 240 horas.

El programa implementa un algoritmo recursivo para realizar el análisis de confiabilidad del sistema, considerando la incertidumbre en el pronóstico de la demanda. Se presenta los resultados del algoritmo a través de las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio las cuales se utilizan para definir la reserva total de corto plazo del sistema.

Finalmente se establecen los niveles de reserva total de corto plazo más adecuados para obtener el nivel de confiabilidad deseado en porcentajes de la demanda pronosticada.

## **PRESENTACIÓN**

En los Sistemas Eléctricos de Potencia la confiabilidad se encuentra muy ligada a la cantidad reserva de potencia o energía que se mantiene en caso de desviaciones en el pronóstico de la demanda o contingencias.

En el presente trabajo se pretende realizar el análisis de confiabilidad del Sistema Nacional de Generación Ecuatoriano mediante la aplicación de un algoritmo recursivo y establecer la reserva total de corto plazo más adecuada para el sistema.

Con la implementación de un programa computacional, elaborado en base a las expresiones que permiten la determinación del comportamiento probabilístico hora a hora de los bloques de generación considerados en los despachos económicos en un intervalo de tiempo de análisis definido. Se realiza el análisis de confiabilidad del sistema para los escenarios más representativos de la demanda. De esta manera se obtienen las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio en función de las cuales se determina la reserva de corto plazo.

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos tienen como función principal suministrar energía eléctrica a los consumidores con altos niveles de calidad, confiabilidad y seguridad.

Al igual que otros tipos de sistemas, la confiabilidad del sistema eléctrico depende de la confiabilidad de sus componentes los cuales se encuentran propensos a múltiples eventos de carácter estocástico y determinístico.

Debido a la complejidad y la gran cantidad de componentes que conforman los sistemas eléctricos de potencia, es necesario dividirlos en subsistemas para facilitar su estudio. Por tal razón en este trabajo se realiza el análisis de la confiabilidad de uno de sus subsistemas, el “Sistema de Generación”.

La función de los sistemas de generación eléctrica es el convertir diversos tipos de energía primaria en energía eléctrica, la cual es aprovechada por el consumidor según sus requerimientos. De esta manera se establece que es responsabilidad del sistema de generación mantener el balance entre generación y demanda, en cada instante de tiempo.

El Sistema Nacional de Generación Ecuatoriano se encuentra conformado por un parque hidrotérmico. El cual por cuestiones de hidrología, fallas y mantenimiento de las unidades hidroeléctricas y termoeléctricas resulta necesario implementar herramientas que permitan analizar y aumentar la confiabilidad del sistema estableciendo niveles de reserva de potencia.

La programación de corto plazo de un sistema hidrotérmico resulta compleja y dificultosa, debido a que resuelve simultáneamente el despacho térmico y la

programación hídrica, con el objetivo de minimizar los costos de producción total.

Adicionalmente el problema de coordinación hidrotérmica debe cumplir con las restricciones establecidas por:

- Los requerimientos de la demanda
- Las características físicas y operativas de las unidades generación.
- Las características físicas y operativas de la red de transmisión.

Por consiguiente el agregarle mayor número de restricciones y condicionantes al problema de programación económica, para obtener un nivel óptimo de confiabilidad, no resulta práctico.

De los resultados obtenidos en este trabajo, se aprecia que cuando se utiliza una reserva del 4% de la demanda total, los niveles de confiabilidad del sistema varían entre el 82% y 90%. En cambio, para obtener una confiabilidad en el sistema del 99%, los niveles de reserva requeridos varían entre el 7% y el 16% de la demanda total.

Finalmente se recomienda niveles de reserva para el periodo de demanda mínima del 4.6%, demanda media del 5.16% y demanda máxima del 6.2%, para obtener en el sistema un nivel de confiabilidad mayor al 90%.

## **1.1 OBJETIVOS**

### **1.1.1 OBJETIVO GENERAL**

Establecer el nivel de confiabilidad del Sistema de Generación Nacional y determinar la reserva total de corto plazo más adecuada.

### **1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Desarrollar una base de datos cronológica del funcionamiento de las unidades de generación del Sistema Nacional.
- Evaluar estadísticamente los estados deseado y no deseado de cada unidad de generación y establecer los parámetros de la función de distribución de probabilidad de cada uno de los bloques de generación.
- Desarrollar una aplicación computacional que permita realizar el análisis de confiabilidad del sistema por medio de un algoritmo recursivo considerando las probabilidades de falla de los bloques de generación y la probabilidad del error del pronóstico de la demanda.
- Obtener las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio para los escenarios representativos de la demanda, demanda mínima , media y máxima para establecer la reserva total de corto plazo adecuada para el sistema

## 1.2 ALCANCE

A través de la evaluación estadística de la base de datos desarrollada, para el presente trabajo, con la información obtenida de las bitácoras diarias de operación de los años 2000 al 2004, que proporciono la Dirección de Operación del Centro Nacional de Control de Energía "CENACE". Se desarrollaron los modelos probabilísticos de corto plazo de los bloques de generación, con el fin de determinar el comportamiento probabilístico en función del tiempo, de los bloque generadores considerados en los despachos económicamente programados por el CENACE para el control del M.E.M.

El análisis de confiabilidad del sistema de generación realizado considera que el sistema interactúa directamente con la demanda, es decir, se asume una red de capacidad y confiabilidad infinita. Además que los bloques de generación son probabilísticamente independientes entre sí.

Implementando una aplicación computacional de un algoritmo recursivo se obtiene las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio del sistema con las cuales se determina la reserva total de corto plazo para los escenarios de demanda mínima, media y máxima en un periodo de análisis de diez días.

## CAPÍTULO II.

### FUNDAMENTO TEÓRICO.<sup>1</sup>

#### 2.1 INTRODUCCIÓN

En el campo de la Ingeniería Eléctrica así como en el resto de ingenierías y ciencias, el estudio de la VIDA OPERATIVA y FALLA de los equipos o en general los sistemas, implica interrelacionar los distintos fenómenos y sucesos que en estos ocurren directa o indirectamente, ya que el funcionamiento operativo depende de la efectividad conjunta de algunos factores como por ejemplo:

- El equipo físico.
- Los operadores humanos.
- El software.
- Los protocolos de gestión.
- Los cambios en el entorno.

Convirtiéndose en el primer objetivo el conseguir una VIDA FUNCIONAL MÁS LARGA para los sistemas.

En el caso del sistema eléctrico su función PRIMORDIAL consiste en producir, transmitir y distribuir la energía eléctrica en forma segura para satisfacer la demanda de los consumidores con los mínimos costos posibles cumpliendo requisitos de calidad técnica y con un adecuado nivel de confiabilidad. Como es sabido los requisitos de calidad técnica están dados por los valores límites admisibles de tensión y frecuencia y el nivel de confiabilidad se mide generalmente a través de la continuidad del servicio.

El tamaño y complejidad de los actuales sistemas ha conducido a implementar modelos y procedimientos de cálculo para evaluaciones cuantitativas de la

<sup>1</sup> Este capítulo se fundamenta de las referencias [1] y [2]

confiabilidad. No es posible realizar el estudio de sistemas considerándolos como una entidad completa, sino que es necesario subdividirlos en partes que se analizan en forma separada. Los principales subsistemas son: sistemas de generación, sistema de transmisión y los sistemas de distribución.

Los estudios de confiabilidad de sistemas eléctricos tienen por objetivo permitir la planificación, diseño y operación de los sistemas de modo que:

- se garantice la adecuación del sistema, es decir, la capacidad de satisfacer los requerimientos de potencia y energía con niveles aceptables de calidad técnica y continuidad del servicio.
- se garantice la seguridad del sistema, de tal modo que la recuperación del sistema luego de las contingencias más probables se pueda realizar sin interrupción del suministro y evitando solicitaciones excesivas al sistema y los componentes.
- se garantice la integridad del sistema, es decir, que ante la ocurrencia de contingencias muy severas (o secuencias de contingencias) no se produzcan separaciones no controladas de partes importantes del sistema.
- se limite la extensión de las fallas y se minimice el riesgo de interrupciones masivas.
- se permita la rápida recuperación luego de interrupciones.

Como el almacenamiento de la energía eléctrica en grandes cantidades no resulta económicamente factible, y es responsabilidad del agente de control del sistema el cubrir la demanda de los consumidores en todo tiempo y lugar respetando además los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos por la ley.

Cuando se considera únicamente el sistema de generación, la pérdida del balance de potencia del sistema es producida por diversas causas por ejemplo, perturbaciones, fallas de unidades o equipos, variaciones imprevistas de la carga, salida forzada de unidades, etc. Estas perturbaciones pueden ser solucionadas a través de algunas acciones:

- Incremento de la generación a través de la reserva.
- Incremento de la potencia recibida del sistema interconectado, incumpliendo los valores planificados para el despacho.
- Alivio de carga.

De estas tres posibilidades la primera es la más importante. Con excepción de los primeros minutos después de una contingencia, la segunda posibilidad no es deseable por cuanto un apañamiento de los valores planificados para el intercambio entre áreas significa una desviación respecto de la operación económica del sistema interconectado. La alteración de los intercambios durante los primeros diez a quince minutos luego de una contingencia es inevitable ya que se trata de limitar al mínimo posible la caída de frecuencia a través de la participación de la mayor cantidad de máquinas posible en la regulación primaria de frecuencia, siendo esta una de las ventajas esenciales de la operación interconectada.

La posibilidad de desconectar cargas debe considerarse como una medida de emergencia extrema con el fin de evitar un colapso del sistema. En este caso el sistema no satisface totalmente la demanda.

De lo previamente establecido es necesario para los sistemas de generación y en general en los sistemas eléctricos de potencia el establecer un margen de reserva operativa el cual conducirá a un incremento de confiabilidad, lo que por otra parte necesariamente significa el incremento de los costos en la generación contrastados por la disminución de los costos ocasionados por la deficiencia de energía.

## 2.2 DEFINICIONES

Los términos relacionados con los estudios de confiabilidad de sistemas de suministro de energía eléctrica son los siguientes:

**Confiabilidad:** Capacidad de suministrar en todo lugar y en todo instante la demanda de los consumidores con adecuados niveles de calidad. La confiabilidad de sistemas de suministro de energía eléctrica puede ser descripta a través de los siguientes atributos esenciales:

**Adecuación:** Capacidad de satisfacer los requerimientos de potencia y energía de los consumidores respetando los límites técnicos de los componentes y teniendo en cuenta las salidas de servicio planificadas e imprevistas de componentes.

**Seguridad:** Capacidad para soportar perturbaciones imprevistas tales como cortocircuitos o pérdida de componentes sin violar restricciones operativas. Un aspecto importante de la seguridad se caracteriza a través de la integridad, definida como la capacidad de preservar la Operación interconectada en caso de ocurrencia de contingencias severas.

**Integridad:** Es la capacidad de un sistema para preservar la operación interconectada.

**Sistema:** Es un grupo de componentes vinculados con determinada configuración para cumplir una función especificada.

**Componente:** Es un ítem con una función operativa determinada que se considera como una unidad a los fines del análisis de datos de fallas y de la modelación desde el punto de vista de la confiabilidad.

**Estado:** Es la forma en que se encuentra un conjunto de atributos en un instante determinado.

**Estado de disponibilidad:** Es la condición de un componente cuando es capaz de realizar las funciones de él requeridas.

**Estado en servicio:** El componente se encuentra disponible, energizado y conectado al sistema.

**Reserva:** Es la condición en que se encuentra un componente fuera de servicio pero apto para cumplir su función.

**Estado fuera de servicio o de indisponibilidad:** Es el estado de un componente caracterizado por su incapacidad para realizar las funciones requeridas.

**Estado fuera de servicio parcial:** Es el estado de un componente parcialmente energizado pero no conectado en todos sus terminales de modo que no realiza algunas de sus funciones en el sistema.

**Estado con capacidad disminuida:** Es el estado de un componente que puede ser puesto en servicio y realizar sus funciones pero no es capaz de operar con su capacidad nominal.

**Salida de servicio planificada:** Salida de servicio para inspección, pruebas o mantenimiento.

**Salida de servicio no planificada:** Toda salida de servicio no programada previamente.

**Salida de servicio forzada:** Salida de servicio que no puede ser diferida.

**Salida de servicio no planificada diferible:** Salida de servicio no planificada que puede ser diferida para realizar maniobras o transferencia de la carga.

**Salida de servicio de causa común:** Salida de servicio de dos o más componentes causada por un único incidente, no siendo una causa de la otra.

**Perturbación:** Evento que provoca variaciones en frecuencia, tensiones y/o corrientes.

**Falla:** Evento con el que termina la capacidad de un componente para realizar su función.

**Carga no suministrada:** Potencia de carga no suministrada debido a salidas de servicio en el sistema de generación o transmisión.

## **2.3 METODOLOGÍA DE LOS ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD**

La metodología de los estudios de confiabilidad, común a otros estudios de sistemas técnicos, comprende los siguientes pasos:

### **2.3.1 ANÁLISIS DEL PROBLEMA, DEFINICIÓN Y DELIMITACIÓN PRECISA DEL PROBLEMA A RESOLVER.**

El objeto de este análisis es la determinación de qué y por qué debe investigarse. Comprende el estudio exhaustivo de los procesos, comportamientos e interdependencias que se presentan en la realidad. Generalmente resulta necesario descomponer la instalación o sistema a estudiar en componentes con determinadas vinculaciones entre sí. El grado necesario de desagregación depende del problema a resolver. Una vez definidos los componentes deben precisarse sus límites y condiciones de contorno.

Completada esta etapa puede definirse con exactitud qué problema aparece como factible de resolver, qué aspectos no podrán ser investigados y qué hipótesis simplificadoras serán necesarias.

### **2.3.2 DETERMINACIÓN DE LA BASE DE DATOS NECESARIA**

La base para cualquier estudio de sistemas técnicos es el conocimiento de los datos que describen al sistema con sus componentes y condiciones de contorno.

Los datos se obtienen a partir de la observación del comportamiento de componentes y sistemas en el pasado. Los parámetros obtenidos son afectados de incertidumbres debido a la limitación de las muestras disponibles.

En el caso de los sistemas eléctricos y a la gran confiabilidad de sus componentes es necesario evaluar la mayor cantidad de datos posible en forma conjunta para asegurar la representatividad de las estadísticas de fallas disminuyendo las incertidumbres. Para incrementar la cantidad de datos se recurre a una de las siguientes posibilidades:

- Recolección y evaluación en forma conjunta de los datos de la mayor cantidad posible de componentes que de acuerdo a criterios determinados pueden considerarse del mismo tipo.
- Incrementar el tiempo de observación del comportamiento del componente tratado.

Ambas posibilidades pueden considerarse como equivalentes (principio ergódico). En ambos casos debe tenerse en cuenta que los datos a evaluar en forma conjunta satisfagan los requerimientos de homogeneidad de las muestras.

El problema de la inseguridad de los datos estadísticos, debida a las cantidades finitas de muestras disponibles para su estimación, merece especial atención en la evaluación de los datos estadísticos y en los cálculos posteriores.

### **2.3.3 MODELACIÓN MATEMÁTICA**

Se realiza un proceso de abstracción que tiende a reemplazar el sistema real por un modelo matemático que describe sus propiedades y comportamiento, posibilitando el posterior cálculo numérico.

La modelación matemática requiere en general la realización de hipótesis simplificadoras. Es fundamental tener presente el problema a resolver y los elementos de juicio que aportan los datos de la realidad para sólo realizar simplificaciones que no afecten en forma esencial la exactitud de los resultados.

### **2.3.4 DESARROLLO Y UTILIZACIÓN DE PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO APROPIADOS**

Con el objeto de determinar las magnitudes que describen el comportamiento del sistema se recurre en general a herramientas matemáticas conocidas realizando las modificaciones y desarrollos adicionales que el problema concreto a resolver requiera.

El criterio para la selección de los procedimientos de cálculo a utilizar es sobre todo la exactitud de los resultados, sin olvidar que ella está fuertemente condicionada por la exactitud de los datos disponibles y de los modelos matemáticos. Una restricción adicional está dada por los requerimientos de tiempo de cálculo vinculados con cada procedimiento.

### **2.3.5 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS**

La resolución de problemas de ingeniería es el análisis técnico-económico de los resultados obtenidos en relación con:

- la estimación del comportamiento futuro del sistema.
- la influencia de determinadas variables sobre los resultados.
- la comparación de las variantes propuestas en un proceso de planificación.

En el caso aquí tratado deben tenerse en cuenta los siguientes objetivos fundamentales:

- maximizar la confiabilidad del sistema.
- determinar puntos débiles del sistema que exigen un refuerzo desde el punto de vista de la confiabilidad minimizar los costos del sistema.

## **2.4 DESCRIPCIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE COMPONENTES**

Los componentes de sistemas de suministro de energía eléctrica están sujetos a influencias mecánicas, térmicas, electromagnéticas y físico-químicas que constituyen el complejo condicionante de su comportamiento de operación.

Aunque en la técnica siempre hay entre la ocurrencia de un determinado fenómeno y sus causas una relación causa-efecto perfectamente definida, debido a la complejidad de estas relaciones y al conocimiento incompleto de las mismas no es posible prever con exactitud su comportamiento futuro.

La teoría de probabilidades ofrece la posibilidad de determinar funciones y parámetros útiles Para describir cuantitativa y objetivamente dicho comportamiento.

#### 2.4.1 COMPONENTES NO REPARABLES. SALIDA DE SERVICIO POR FALLA.

Los componentes de sistemas eléctricos están sujetos a mantenimiento preventivo y son reparados en casos de defecto, se hará, con el objeto de simplificar el análisis siguiente, la hipótesis de que no tiene lugar ningún tipo de reparación.

Suponiendo que el componente sólo puede encontrarse en uno de los estados operación O o falla F, se tiene el siguiente diagrama de estados y transiciones posibles entre estados.

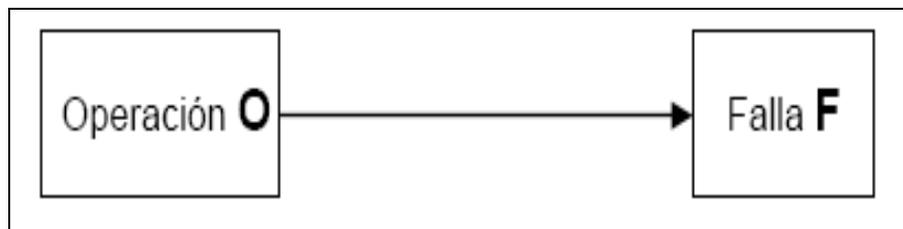


Fig.2.1: Diagrama de estados para un componente no reparable.

Si en el instante  $t = 0$  un componente entra en operación, es de esperar, debido a su limitada vida útil, que para cierto valor  $t \geq 0$  saldrá de servicio por falla.

Definiendo la variable aleatoria tiempo de operación  $T_o$ , se puede describir el comportamiento del componente a través de alguna de las siguientes funciones:

**Función de falla  $Q(t)$** , que da la probabilidad de que como máximo hasta el tiempo  $t$ . el componente falle

$$Q(t) = \Pr(T_0 \leq t) \quad [2.1]$$

**Función confiabilidad  $R(t)$** , también llamada función de supervivencia, que da la probabilidad de que el componente supere el tiempo de operación  $t$

$$R(t) = \Pr(T_0 > t) \quad [2.2]$$

Tal como se desprende de las Ec. [2.1] y [2.2] estas funciones son complementarias, es decir

$$R(t) = 1 - Q(t) \quad [2.3]$$

**Densidad de probabilidad de falla  $f(t)$** , que es la función densidad de probabilidad correspondiente a la distribución de probabilidad de falla  $Q(t)$  y da la probabilidad de que la falla del componente se produzca en el intervalo  $[t, t+\Delta t]$ .

$$f(t) = -\frac{dR}{dt} \quad [2.4]$$

Inversamente:

$$Q(t) = \int_0^t f(\tau) \cdot d\tau \quad [2.5]$$

$$Q(\infty) = 1$$

**Tasa de fallas  $\lambda(t)$** , da la probabilidad de que el componente falle en el intervalo  $[t, t+\Delta t]$  bajo la condición de que el mismo se encuentre todavía en operación en el instante  $t$ .

$$\lambda(t) = \frac{1}{R(t)} \cdot \frac{dQ(t)}{dt} = \frac{1}{1-Q(t)} \cdot \frac{dQ(t)}{dt} = \frac{f(t)}{R(t)} \quad [2.6]$$

En muchos casos es posible trabajar en forma más simple con parámetros de estas distribuciones, siendo el valor esperado del tiempo de operación  $E(T_o)$  el más importante de ellos.

$$E(T_o) = \int_0^{\infty} t \cdot f(t) \cdot dt \quad [2.7]$$

$$E(T_o) = \int_0^{\infty} R(t) \cdot dt \quad [2.8]$$

Para componentes no reparables  $E(T_o)$  representa la vida media.

Para la determinación práctica de las funciones arriba tratadas se somete un colectivo representativo de componentes a una prueba de duración, registrando la cantidad  $n_F(t)$  de unidades que fallan hasta el instante  $t$ . Siendo  $n$  la cantidad total de unidades observadas, se tiene:

$$\hat{Q}(t) = \frac{n_F(t)}{n} = \Pr(T_o \leq t) \quad [2.9]$$

$$\hat{\lambda} = \frac{1}{n - n_F(t)} \cdot \frac{\Delta n_F(t)}{\Delta t} \quad [2.10]$$

La tasa de fallas  $\lambda(t)$  puede estimarse fácilmente a través de la cantidad  $\Delta n_F(t)$  de unidades que fallan en el intervalo  $[t, t+\Delta t]$  referida a la cantidad de unidades todavía en servicio en el instante  $t$  y al período de tiempo  $\Delta t$ .

En general para componentes no reparables se tiene una curva característica de la tasa de fallas  $f(t)$  en función del tiempo, como muestra la figura.

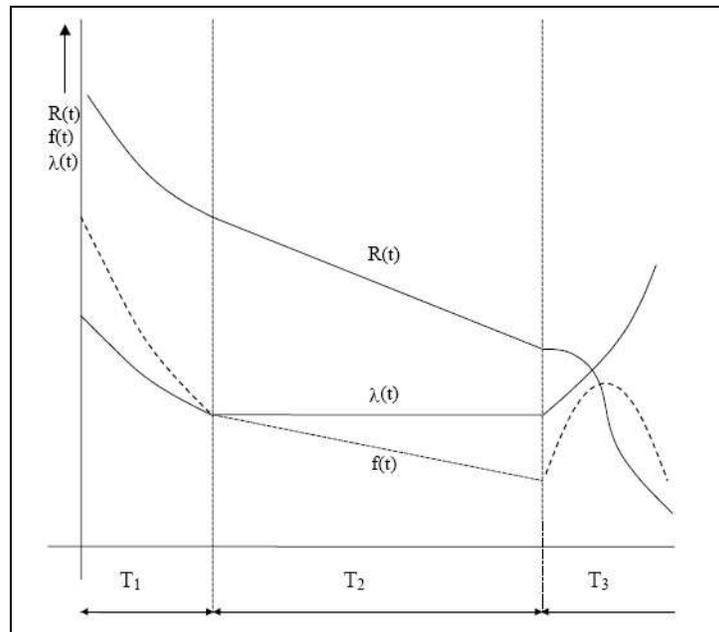


Fig. 2.2: Curvas  $R(t)$ ,  $f(t)$  y  $\lambda(t)$  para componentes no reparables

La duración de los períodos de tiempo  $T_1$ ,  $T_2$  y  $T_3$  es distinta según los tipos de componentes, pero en general pueden darse los siguientes valores:

**Fallas tempranas:**  $\frac{d\lambda(t)}{dt} < 0$

Causas: defectos de material, construcción, acabado, montaje, etc.  
 $0 < T_1 < 0.5 \dots 2$  años

**Fallas aleatorias:**  $\lambda(t) \cong cte$

Causas: en general influencias exteriores (errores de maniobra, sobrecargas, factores climáticos)  $0.5 \dots 2$  años  $< T_2 < 5 \dots 50$  años

**Fallas por envejecimiento o desgaste:**  $\frac{d\lambda(t)}{dt} > 0$

Causas: envejecimiento de materiales, desgaste, fatiga  $T_3 > 5 \dots 50$  años

El comportamiento de operación tal como se muestra en la Fig. 2.2 puede ser descrito mediante la distribución de Weibull, cuyos parámetros  $\lambda$  y  $\beta$  se determinan con ayuda de métodos estadísticos.

Los distintos períodos en la Fig. 2.2 pueden ser modelados variando los valores del parámetro de forma  $\beta$ :

- $\beta < 1$ : fallas tempranas
- $\beta = 1$ : fallas aleatorias
- $\beta > 1$ : fallas por envejecimiento

Para modelar la fase de fallas aleatorias se implementa la función exponencial debido a que su característica principal es precisamente la constancia de la tasa de fallas.

$$\lambda(t) = cte \quad [2.11]$$

$$f(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda t} \quad [2.12]$$

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad [2.13]$$

$$E(T_o) = \int_0^{\infty} t \cdot e^{-\lambda t} \cdot dt = \frac{1}{\lambda} \quad [2.14]$$

Debido a la simplicidad del tratamiento matemático de la función, ya que queda completamente definida a través del valor esperado  $E(T_o)$ , la distribución exponencial tiene gran importancia en la teoría de confiabilidad.

Aunque la suposición de tasas de fallas constantes es sólo una aproximación, debiéndose verificar en cada caso si resulta aceptable o si es indispensable trabajar con modelos más complejos y más cercanos a la realidad.

## 2.4.2 COMPONENTES REPARABLES. REPARACIÓN Y MANTENIMIENTO

La hipótesis realizada en el punto anterior de que los componentes no son reparables no corresponde en general a la realidad en los sistemas de suministro de energía eléctrica. Se deben distinguir los dos siguientes tipos de actividad:

**REPARACIÓN**, comprende las tareas a realizar para restablecer el estado de disponibilidad de un componente luego de una falla.

Teniendo en cuenta que el instante en que se produce una falla no es conocido de antemano y que la duración  $T_F$  de la reparación es dependiente de la magnitud de los daños, de los requerimientos de personal y material para llevarla a cabo, etc., se comprenderá que el estado separación o falla es también de carácter estocástico. Es decir, que la duración  $T_F$  debe considerarse como una variable aleatoria.

Para el proceso de reparación se tiene el diagrama de estados de la Fig. 2.3.

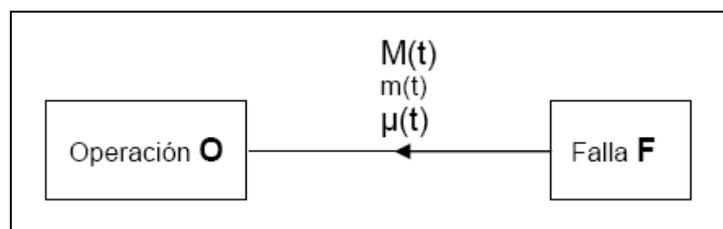


Fig. 2.3: Diagrama del proceso de reparación y falla de un componente

La variable aleatoria  $T_F$  puede describirse en forma totalmente análoga a  $T_O$  a través de:

**Función de reparación  $M(t)$** , representa la probabilidad con la cual el componente a más tardar luego del tiempo  $t$  está reparado.

$$M(t) = \Pr (T_F \leq t)$$

[2.15]

**Densidad de probabilidad de reparación  $m(t)$** , representa la probabilidad de que una reparación sea completada en el intervalo  $[t, t+\Delta t]$

$$m(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{M(t + \Delta t) - M(t)}{\Delta t} = \frac{dM(t)}{dt} \quad [2.16]$$

$$M(t) = \int_0^t m(\tau) d\tau \quad [2.17]$$

$$M(\infty) = 1 \quad [2.18]$$

**Tasa de reparación  $\mu(t)$** , es la probabilidad condicional referida al intervalo de tiempo  $t$  de que la reparación se complete en el intervalo  $[t, t+\Delta t]$ , bajo la condición de que para  $t$  todavía no se había completado. La función  $\mu(t)$  puede deducirse en forma completamente análoga a la función  $\Delta(t)$ .

$$\mu(t) = \frac{1}{1 - M(t)} \cdot \frac{dM(t)}{dt} \quad [2.19]$$

**El valor esperado del tiempo de reparación  $E(T_F)$**

$$E(T_F) = \int_0^t t \cdot m(\tau) d\tau \quad [2.20]$$

Para variable aleatoria con una distribución exponencial  $T_F$  vale:

$$E(T_F) = \frac{1}{\mu} \quad [2.21]$$

**MANTENIMIENTO**, Comprende las tareas necesarias para conservar el estado de disponibilidad del componente a través de vigilancia (inspección, medición, pruebas) así como cambio preventivo de partes de la instalación.

Para conservar los componentes en condiciones de cumplir las funciones para las que están destinados son necesarios, además de las tareas de reparación, trabajos de **mantenimiento preventivo planificado** tal como inspecciones, pruebas y revisiones. Con lo que se trata de mantener durante un período relativamente largo la tasa de fallas aproximadamente constante y baja, como se muestra cualitativamente en la Fig. 2.4.

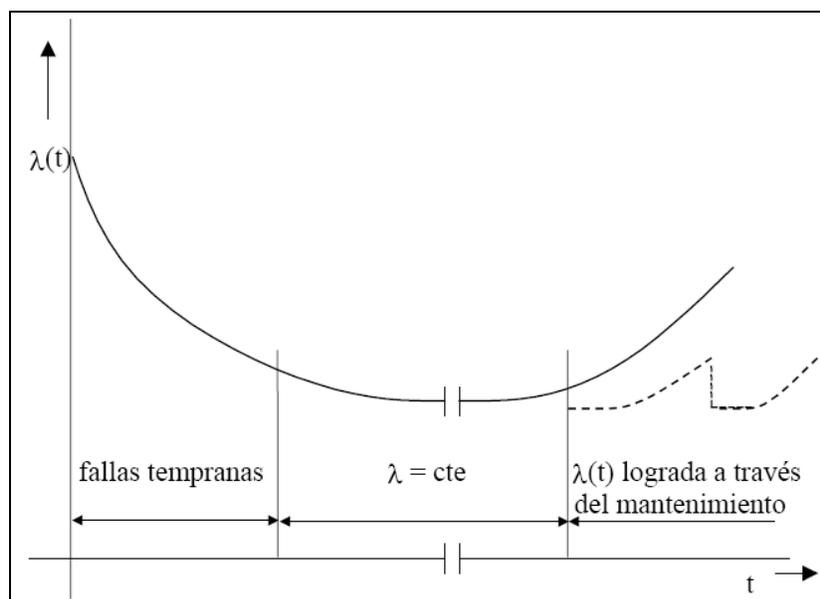


Fig. 2.4: Efecto del mantenimiento preventivo sobre la tasa de fallas

Se considerarán sólo aquellos trabajos de mantenimiento preventivo que requieren la salida de servicio del componente. Dado que tanto el punto inicial como la duración aproximada de los trabajos de mantenimiento son conocidos de antemano, no puede considerarse el mantenimiento como un evento estocástico. La suma  $T_{p1N}$  de todos los tiempos de mantenimiento en el intervalo considerado  $T_N$  se tiene en cuenta a través del **factor de mantenimiento preventivo W**.

$$W = \frac{T_N - T_{p1N}}{T_N} \quad [2.22]$$

$T_N$  : intervalo de tiempo considerado

$T_{p1N} = \sum_i T_{pli}$  : tiempo total requerido para el mantenimiento preventivo en el período  $T_N$

El factor  $W$  no es una probabilidad, ya que los tiempos  $t_{pli}$  no son variables aleatorias.  $W$  es un indicador de la indisponibilidad del componente debido a la necesidad de mantenimiento.

Mientras las tareas de mantenimiento son preventivas y pueden planificarse con anticipación, las de reparación se llevan a cabo por la necesidad inesperada de restablecer la capacidad del componente para cumplir las funciones para las que está destinado.

## 2.5 PROCESOS RENOVABLES

El proceso estocástico correspondiente a la operación de un componente reparable constituido por una sucesión de estados operación, falla, operación, etc. es un proceso renovable.

La descripción de tales procesos se lleva a cabo mediante:

- la función de falla  $Q(t)$ , es decir la distribución de probabilidad del tiempo de operación  $T_O$
- la función de reparación  $M(t)$ , es decir la distribución de probabilidad del tiempo de reparación  $T_F$

Para el tratamiento posterior es conveniente reemplazar las funciones  $Q(t)$  y  $M(t)$  por las tasas de transición  $\lambda(t)$  y  $\mu(t)$  respectivamente, que contienen exactamente la misma información. Así se obtiene el diagrama de estados de la Fig. 2.5.

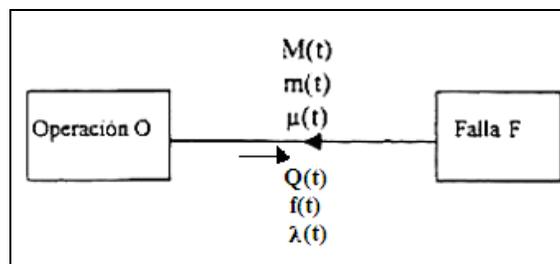


Fig. 2.5: Proceso renovable con dos estados

Una descripción más fácil de comprender se logra a través de las probabilidades de los dos estados posibles  $\Pr(O,t)$  y  $\Pr(F,t)$  conociendo el estado de la instalación o componente en el instante  $t=0$ . Dado que

$$\Pr(O,t) + \Pr(F,t) = 1 \quad [2.23]$$

basta una de las probabilidades para la descripción completa del proceso renovable.

En el caso en que las tasas de transición son constantes se pueden calcular las mencionadas probabilidades analíticamente en forma sencilla. Este caso corresponde a un proceso markoviano.

Si se conoce el estado de la instalación para  $t = 0$  y se supone que en el intervalo  $\Delta t$  sólo es posible un cambio de estado (lo que para  $\Delta t$  suficientemente pequeño siempre se cumple), entonces se puede obtener la probabilidad  $\Pr(O, t+\Delta t)$  a partir de los siguientes dos casos tal como se presenta en la figura 2.6:

- a) la instalación se encuentra en operación en  $t$  y permanece en operación durante  $\Delta t$
- b) la instalación se encuentra en el estado F en  $t$  y pasa al estado O en el intervalo  $\Delta t$

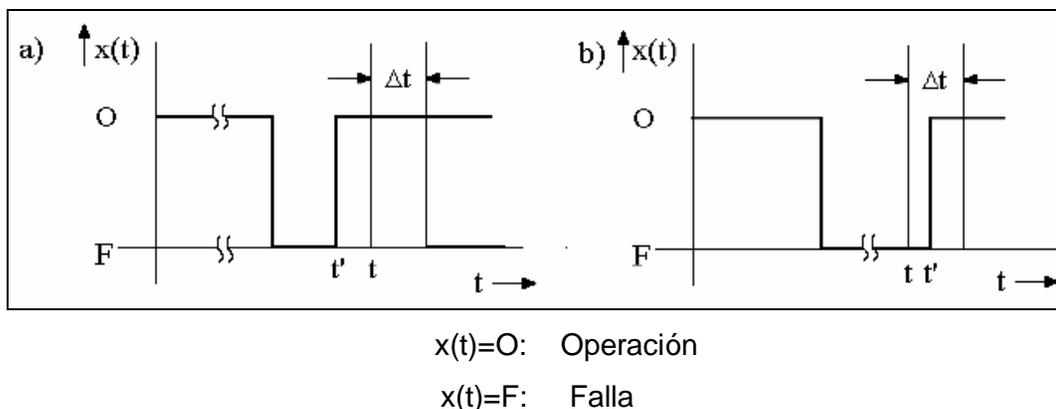


Fig. 2.6: Determinación de la probabilidad de operación  $\Pr(O, t + \Delta t)$

La probabilidad buscada vale:

$$\Pr(O, t + \Delta t) = \Pr(O, t) \cdot \Pr(OO, t \leq t' < t + \Delta t | t) + \Pr(F, t) \cdot \Pr(FO, t \leq t' < t + \Delta t | t) \quad [2.24]$$

$\Pr(IJ, t < t' < t + \Delta t | t)$  es la probabilidad condicional de que se produzca el cambio del estado I al J en el intervalo  $[t, t + \Delta t]$  bajo la condición de que la instalación se encuentra en el estado I en el instante t.

De la Ec. [2.24] se obtiene:

$$\frac{\Pr(O, t + \Delta t) - \Pr(O, t)}{\Delta t} = -\Pr(O, t) \frac{1 - \Pr(OO, t < t' < t + \Delta t | t)}{\Delta t} + \Pr(F, t) \frac{\Pr(FO, t < t' < t + \Delta t | t)}{\Delta t}$$

Teniendo en cuenta que

$$1 - \Pr(OO, t \leq t' < t + \Delta t | t) = \Pr(OF, t < t' < t + \Delta t | t)$$

y que tomando límite para  $\Delta t \rightarrow 0$  vale:

$$\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Pr(OF, t \leq t' < t + \Delta t)}{\Delta t} = \lambda \cong cte$$

$$\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Pr(FO, t \leq t' < t + \Delta t)}{\Delta t} = \mu \cong cte$$

Se obtiene:

$$\frac{d \Pr(O, t)}{dt} = -\lambda \cdot \Pr(O, t) + \mu \cdot \Pr(F, t) \quad [2.25]$$

y en forma análoga

$$\frac{d \Pr(F, t)}{dt} = -\mu \cdot \Pr(F, t) + \lambda \cdot \Pr(O, t) \quad [2.26]$$

Este sistema de ecuaciones diferenciales de primer orden describe completamente el proceso markoviano. Dado que las Ecs. [2.25] y [2.26] no son linealmente independientes, se necesita para su solución una ecuación adicional dada por la condición de contorno.

$$\Pr(O, t) + \Pr(F, t) = 1 \quad [2.27]$$

El estado conocido en  $t = 0$  proporciona las condiciones iniciales. Expresando el sistema de ecuaciones diferenciales en forma matricial y resumiendo las condiciones arriba enunciadas se tiene:

$$\begin{bmatrix} \frac{d \Pr(O, t)}{dt} \\ \frac{d \Pr(F, t)}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\lambda & \mu \\ \lambda & -\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Pr(O, t) \\ \Pr(F, t) \end{bmatrix} \quad [2.28]$$

$$\Pr(O, t) + \Pr(F, t) = 1$$

$$0 \leq \Pr(O, t) \leq 1$$

$$0 \leq \Pr(F, t) \leq 1$$

La solución del sistema de Ecs. [2.28] conduce a:

$$\Pr(O,t) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda \cdot \Pr(O,0) - \mu \cdot \Pr(F,0)}{\mu + \lambda} \cdot e^{-(\mu + \lambda)t} \quad [2.29]$$

$$\Pr(F,t) = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} - \frac{\lambda \cdot \Pr(O,0) - \mu \cdot \Pr(F,0)}{\mu + \lambda} \cdot e^{-(\mu + \lambda)t} \quad [2.30]$$

La Fig. 2.7 muestra las funciones  $\Pr(O,t)$  y  $\Pr(F,t)$  para las condiciones iniciales  $\Pr(O,0) = 1$  y  $\Pr(F,0) = 0$ .

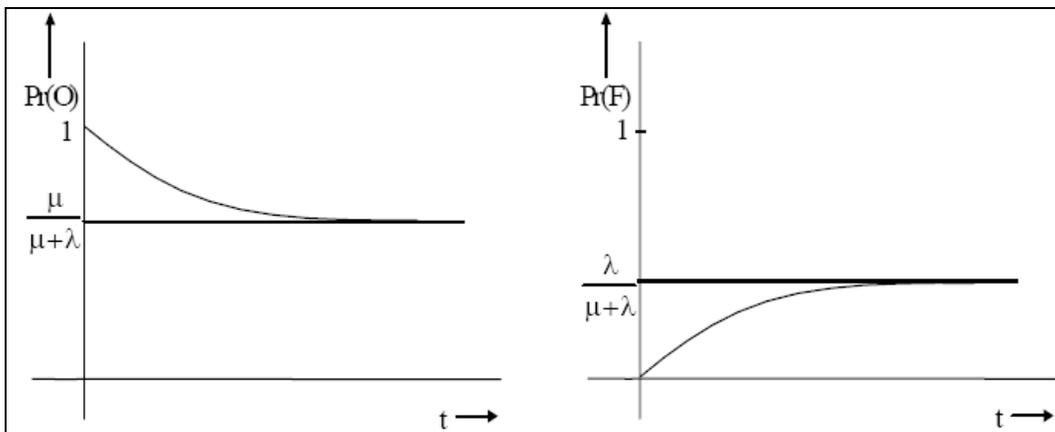


Fig. 2.7: Funciones  $\Pr(O)$  y  $\Pr(F)$

Los valores estacionarios son independientes de las condiciones iniciales y valen:

$$\Pr(O,t) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} = \frac{E(T_O)}{E(T_O) + E(T_F)} \quad [2.31]$$

$$\Pr(F,t) = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} = \frac{E(T_F)}{E(T_O) + E(T_F)} \quad [2.32]$$

Con la teoría de los procesos renovables se puede mostrar que las Ecs. [2.31] y [2.32] también son válidas para el caso de tiempos de operación y de falla no exponencialmente distribuidos. Los valores de  $\Pr(O,\infty)$  y  $\Pr(F,\infty)$  son independientes de las distribuciones de probabilidad de los tiempos  $T_O$  y  $T_F$ .

Pudiendo estimarse los valores estacionarios de las probabilidades de ambos estados a través de un simple cálculo de valores medios. Resaltando la importancia de los valores medios de los tiempos de operación y falla como parámetros de confiabilidad.

La probabilidad del estado de operación dada por la ecuación [2.33] suele llamarse **disponibilidad estocástica V** del componente. Es un parámetro de gran importancia para la comparación de la confiabilidad de componentes. Para estudios de confiabilidad de sistemas es poco apropiado, ya que en muchos casos se requiere la probabilidad de operación en función del tiempo  $\text{Pr}(O,t)$ , la que para un instante determinado puede ser distinta de la disponibilidad estocástica V.

El producto de la disponibilidad estocástica V por el factor de mantenimiento W da la **disponibilidad total k**, que tiene en cuenta tanto las salidas de servicio aleatorias como aquellas motivadas en la necesidad de mantenimiento preventivo.

$$k = V \cdot W \quad [2.33]$$

Para muchos componentes de los sistemas de suministro de energía eléctrica resulta insuficiente un modelo con sólo dos estados. El sistema de ecuaciones [2.28] se puede generalizar para el caso de n estados posibles, manteniendo la hipótesis de que las tasas de transición entre estados son constantes. En este caso se tiene:

$$\begin{bmatrix} \frac{dP(1,t)}{dt} \\ \frac{dP(2,t)}{dt} \\ \vdots \\ \frac{dP(n,t)}{dt} \end{bmatrix} = A \cdot \begin{bmatrix} \text{Pr}(1,t) \\ \text{Pr}(2,t) \\ \vdots \\ \text{Pr}(n,t) \end{bmatrix} \quad [2.34]$$

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \cdots & a_{nn} \end{bmatrix} \quad a_{ii} = -\sum_{k \neq i} a_{ki} \quad [2.35]$$

Con la condición de contorno:

$$\sum_i \Pr(i, t) = 1 \quad [2.36]$$

y las condiciones iniciales:

$$0 \leq \Pr(i, t) \leq 1; \quad i = 1, 2, 3, \dots, n$$

Al resolver el sistema se obtiene las probabilidades de los estados  $\Pr(i, t)$ .

## 2.6 CONFIABILIDAD DE SISTEMAS

Un sistema está formado por componentes vinculados de alguna forma entre sí, debiendo distinguirse entre la vinculación topológica y la vinculación lógica o funcional de los componentes.

La definición de sistema depende de cada caso del problema que se desea resolver. En el campo del suministro de energía eléctrica pueden mencionarse los siguientes sistemas:

- sistemas de conversión de energía
- sistemas de transmisión de energía
- sistemas de distribución de energía
- sistemas de protección
- sistemas de automatización
- sistemas de equipos auxiliares

La confiabilidad de un sistema es determinada por la confiabilidad de sus componentes y por la vinculación lógica entre ellos.

Dado que para cada estado  $Z$  del sistema es posible definir con exactitud si el sistema en ese estado es capaz de cumplir su función específica o no, debe considerarse como objetivo de los cálculos de confiabilidad la determinación de parámetros respecto de los estados en que el sistema puede encontrarse en el futuro, siendo los más importantes los siguientes:

probabilidad  $Pr(Z)$

duración media  $E(Tz)$

frecuencia media  $fz$

Entre estas variables existe la relación:

$$Pr(Z) = E(TZ) \cdot fz \quad [2.37]$$

### **2.6.1 DEFINICIÓN DE LOS COMPONENTES Y CONDICIONES DE CONTORNO PARA EL CÁLCULO.**

Componente es la unidad elemental que no se subdivide en partes.

La definición de los componentes debe realizarse teniendo en cuenta los siguientes aspectos fundamentales:

- la vinculación lógica o funcional entre los distintos aparatos e instalaciones que forman parte del sistema a estudiar.
- las posibles interdependencias en el comportamiento de operación de los aparatos e instalaciones que integran el sistema
- la necesidad en muchos casos de reunir varios aparatos o instalaciones en un componente con el objeto de disminuir la cantidad total de componentes a considerar para hacer posible el tratamiento matemático posterior

Una vez definidos los componentes del sistema, conociendo los parámetros que describen su confiabilidad, deben calcularse con la ayuda de

procedimientos adecuados indicadores de confiabilidad del sistema. Las condiciones de contorno a que está sometido el mismo y que determinan en qué estados el sistema deben cumplir la función de él requerida y en cuales no.

## **2.6.2 PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO**

Para el cálculo numérico de parámetros de confiabilidad de sistemas existen en principio dos posibilidades: la utilización de procedimientos de cálculo analíticos o simulativos.

### **2.6.2.1 Procedimientos de cálculo simulativos.**

Se simula un gran número de veces la operación del sistema en un modelo matemático del mismo. Cada simulación representa en este caso una realización posible del proceso estocástico estudiado. A través de una evaluación estadística de la muestra así obtenida se pueden estimar los valores de los parámetros buscados. Por un lado los procedimientos simulativos brindan mayores posibilidades de formular modelos matemáticos cercanos a la realidad, lo que representa su más importante ventaja. Por otro lado estos procedimientos requieren una gran cantidad de simulaciones para obtener resultados suficientemente exactos, lo que en general implica elevados tiempos de cálculo.

La elección del tipo de procedimiento a utilizar debe llevarse a cabo en base al problema que se desea resolver, no pudiendo darse una regla general al respecto.

### **2.6.2.2 Procedimientos analíticos**

Los procedimientos analíticos requieren expresar los parámetros indicativos de la confiabilidad del sistema en función de aquellos que describen los

componentes desde el punto de vista de su confiabilidad. Para resolver este problema se determina todos los estados posibles del sistema y se verifica para cada uno de ellos si el sistema cumple su función en forma adecuada o no.

Este razonamiento conduce a los denominados **métodos del espacio de estados** o de enumeración de los estados.

Para responder la cuestión acerca de si en determinado estado el sistema es capaz o no de cumplir su función es necesario considerar además de las características de los componentes su **vinculación lógica o funcional**.

#### 2.6.2.2.1. Estructuras lógicas

La estructura lógica de un sistema está determinada por la vinculación topológica de sus componentes y por las condiciones de contorno del mismo.

Si un sistema tiene las siguientes propiedades:

- Cada componente tiene dos estados posibles, operación o falla
- El sistema tiene también dos estados posibles, operación o falla
- Si todos los componentes están en operación el sistema esta en operación
- Si todos los componentes están en falla el sistema está en falla
- Si el sistema está en falla, ía falla adicional de un componente no puede llevar el sistema al estado de operación y si el sistema está en operación, la reparación de un componente no puede llevar el sistema al estado de falla.

se dice que tiene una estructura monotónica o coherente.

En lo que sigue  $x_i$  indica el evento componente  $C_i$  en operación y  $\bar{x}_i$  el evento  $C_i$  en falla. Análogamente  $s$  indica el evento sistema en operación y  $\bar{s}$  el evento sistema en falla.

### 2.6.2.2.1.1. Sistema serie

Los componentes de un sistema están en serie si la falla de cualquiera de ellos conduce a la falla del sistema.

$$s = x_1 \wedge x_2 \wedge \dots \wedge x_n \quad [2.38]$$

$$\bar{s} = \bar{x}_1 \vee \bar{x}_2 \vee \dots \vee \bar{x}_n \quad [2.39]$$

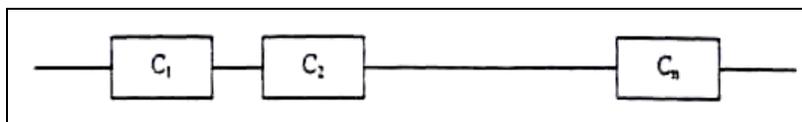


Fig. 2.8: Configuración Serie.

Si los componentes de un sistema serie son independientes, la probabilidad de operación se calcula como sigue:

$$\Pr(s) = \prod_i \Pr(x_i) = \prod_i [1 - \Pr(\bar{x}_i)] \quad [2.40]$$

Si la probabilidad de falla de los componentes es  $\Pr(\bar{x}_i) \ll 1$ :

$$\Pr(\bar{s}) \approx \sum_i \Pr(\bar{x}_i) \quad [2.41]$$

La tasa de falla de un sistema serie es igual a la suma de las tasas de falla de sus componentes. Teniendo en cuenta que la función confiabilidad  $R(t)$  de un componente se define como su probabilidad de operación, se puede escribir (2.38) en la siguiente forma:

$$R_s(t) = \prod_i R_i(t) \quad [2.42]$$

con lo cual de la ecuación anterior se obtiene:

$$\lambda_s(t) = \sum_i \lambda_i(t) \quad [2.43]$$

La frecuencia del estado de falla se obtiene multiplicando la probabilidad de operación por la tasa de salida del estado de operación. Teniendo en cuenta (2.43) vale:

$$f_s = \Pr(s) \cdot \sum_i \lambda_i \quad [2.44]$$

Si los componentes son muy confiables, vale  $\Pr(s) \approx 1$  se puede escribir

$$f_s \approx \sum_i \lambda_i \quad [2.45]$$

La duración del estado de falla del sistema se puede calcular a partir de la ecuación (2.46).

$$T_{\bar{s}} = \frac{\Pr(\bar{s})}{f_{\bar{s}}} = \frac{1 - \Pr(s)}{\Pr(s) \cdot \sum_i \lambda_i} = \frac{1}{\sum_i \lambda_i} \cdot \frac{1 - \prod_i \Pr(x_i)}{\prod_i \Pr(x_i)} = \frac{1}{\sum_i \lambda_i} \cdot \left[ \prod_i \frac{1}{\Pr(x_i)} - 1 \right]$$

$$T_{\bar{s}} = \frac{1}{\sum_i \lambda_i} \cdot \left[ \prod_i \left( \frac{\lambda_i}{\mu_i} + 1 \right) - 1 \right] \quad [2.46]$$

Para el caso de componentes de confiabilidad elevada  $\frac{\lambda_i}{\mu_i} \ll 1$ :

$$\prod_i \left( \frac{\lambda_i}{\mu_i} + 1 \right) \approx 1 + \sum_i \frac{\lambda_i}{\mu_i} \quad [2.47]$$

Obteniendo:

$$T_{\bar{s}} = \frac{\sum_i \lambda_i \cdot T_{Fi}}{\sum_i \lambda_i} \quad [2.48]$$

### 2.6.2.2.1.2. Sistema paralelo

Los componentes de un sistema están en paralelo si para la operación del sistema es suficiente que uno cualquiera de los componentes esté en operación.

$$s = x_1 \vee x_2 \vee \dots \vee x_n \quad [2.49]$$

$$\bar{s} = \bar{x}_1 \wedge \bar{x}_2 \wedge \dots \wedge \bar{x}_n \quad [2.50]$$

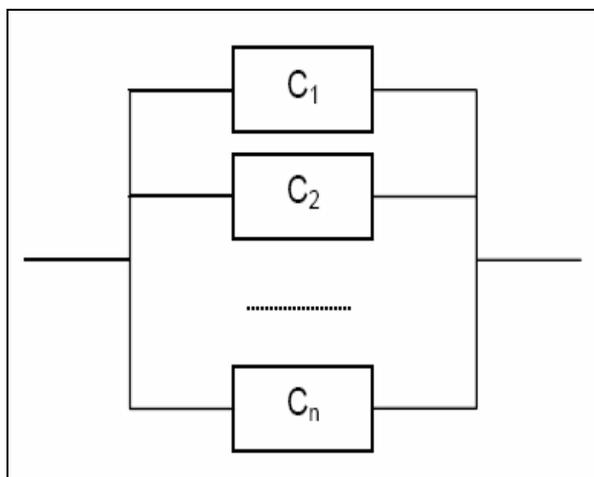


Fig. 2.9: Configuración Paralelo.

Assumiendo independencia entre los componentes se obtiene:

$$\Pr(\bar{s}) = \prod_i \Pr(\bar{x}_i) \quad [2.51]$$

$$\Pr(s) = 1 - \prod_i [1 - \Pr(x_i)] \quad [2.52]$$

La frecuencia del estado de falla vale:

$$f_{\bar{s}} = \Pr(\bar{s}) \cdot \sum_i \mu_i \quad [2.53]$$

La duración del estado de falla según (2.37) resulta

$$T_{\bar{s}} = \frac{1}{\sum_i \mu_i} \quad [2.54]$$

Para el caso de componentes muy confiables con  $\frac{i}{\mu_i} \ll 1$  la expresión (2.54) puede desarrollarse obteniendo (2.55)

$$f_{\bar{s}} = \prod_i \left( \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i} \right) \cdot \sum_i \mu_i = \frac{\prod_i \lambda_i}{\prod_i \left( \lambda_i + \frac{1}{T_{Fi}} \right)} \cdot \sum_i \frac{1}{T_{Fi}} = \prod_i \lambda_i \cdot \sum_i \frac{\prod T_{Fi}}{T_{Fi}}$$

$$f_{\bar{s}} = \Pr(s) \cdot \lambda_p \quad [2.55]$$

Para el caso de componentes muy confiables la tasa de fallas  $\lambda_p$  coincide con la frecuencia y la expresión (2.55) puede emplearse para obtener la tasa de fallas equivalente para un sistema paralelo.

Para un sistema con tres componentes en paralelo se obtiene:

$$\lambda_p = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot \lambda_3 \cdot (T_{F1} \cdot T_{F2} + T_{F1} \cdot T_{F3} + T_{F2} \cdot T_{F3})$$

### 2.6.2.2.1.3. Estructuras Serie – Paralelo.

Las estructuras combinadas serie - paralelo se resuelven mediante reducciones sucesivas, aplicando los métodos anteriormente expuestos. Con el objetivo de obtener un equivalente del sistema.

### 2.6.2.2.1.4. Configuración r de n.

Es una configuración de n componentes que requiere r en operación para que el sistema se encuentre en operación.

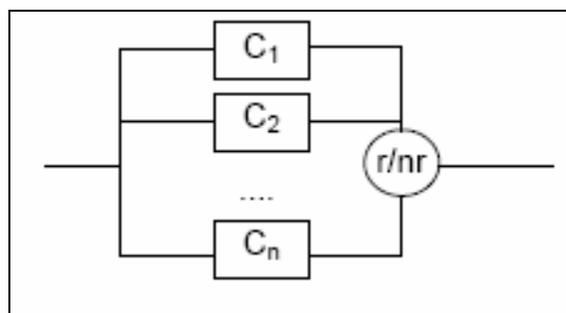


Fig. 2.10: Configuración Serie.

La probabilidad de falla  $Pr(s)$  de una configuración r de n es la suma de las probabilidades correspondientes a todos los estados con menos de r componentes en operación. Si los componentes son idénticos la cantidad de componentes en falla responde a la distribución binomial.

Siendo  $Pr(x_i) = p$  **la probabilidad de falla** de cada componente, se tiene para el sistema:

$$Pr(s) = C_{r-1}^n \cdot p^{n-r+1} \cdot (1-p)^{r-1} + C_{r-2}^n \cdot p^{n-r+2} \cdot (1-p)^{r-2} + \dots + C_0^n \cdot p^n \quad [2.56]$$

Se observa que las configuraciones serie y paralelo son casos particulares de la configuración r de n para los valores  $r = n$  y  $r = 1$  respectivamente.

### 2.6.2.2.1.5. Estructuras complejas

Las estructuras complejas son aquellas que no son serie - paralelo pueden resolverse mediante descomposición utilizando probabilidades condicionales como se muestra a continuación. Sea la estructura puente siguiente

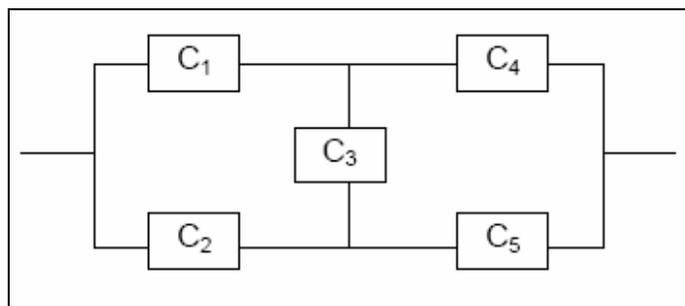


Fig.2.11 Estructura Tipo Puente

Primero se descompone en dos estructuras, una con el componente C3 cortocircuitado, equivalente al caso en que C3 nunca falla y otra con el componente C3 abierto, equivalente a que C3 se encuentra en falla, como muestra en la figura.

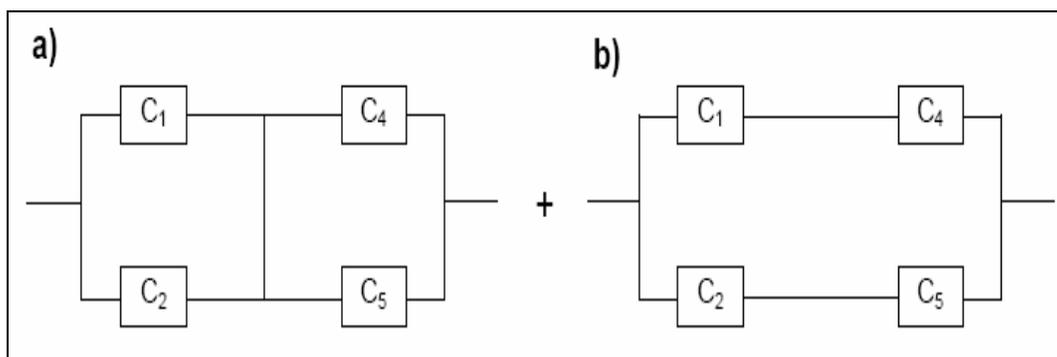


Fig. 2.12: Reducción de ejemplos.

La probabilidad de operación del sistema se calcula como sigue:

$$\Pr(s) = \Pr(s / C_3 \text{ en Operación}) \cdot \Pr(x_3) + \Pr(s / C_3 \text{ en Falla}) \cdot \Pr(\bar{x}_3)$$

[2.57]

Las probabilidades  $\Pr(s/C3 \text{ en operación})$  y  $\Pr(s/C3 \text{ en falla})$  se calculan con los subsistemas a) y b) respectivamente, los que son ahora simples estructuras serie - paralelo.

#### 2.6.2.2.2. Caminos mínimos y conjuntos mínimos de corte

##### **Definiciones**

**Un camino V** es un conjunto de componentes cuya operación garantiza la operación del sistema.

**Un conjunto de corte K** es un conjunto de componentes cuya falla conduce a la falla del sistema.

**Un camino mínimo T** es un camino tal que la eliminación de uno cualquiera de sus componentes implica que deja de ser un camino.

**Un conjunto mínimo de corte C** es un conjunto de corte tal que la eliminación de uno cualquiera de sus componentes implica que deja de ser un conjunto de corte.

Si se considera la estructura puente tratada en el punto anterior, el conjunto  $K = \bar{x}_1 \wedge \bar{x}_2 \wedge \bar{x}_4$  es un ejemplo de conjunto de corte, pero no es mínimo ya que el paso del componente C4 al estado de operación no restablecería la operación del sistema. Los caminos mínimos y conjuntos mínimos de corte para este ejemplo son:

##### **Caminos mínimos:**

$$T_1 = x_1 \wedge x_4$$

$$T_2 = x_2 \wedge x_5$$

$$T_3 = x_1 \wedge x_3 \wedge x_5$$

$$T_4 = x_2 \wedge x_3 \wedge x_4$$

**Conjuntos mínimos de corte:**

$$C_1 = \overline{x_1} \wedge \overline{x_2}$$

$$C_2 = \overline{x_4} \wedge \overline{x_5}$$

$$T_3 = \overline{x_1} \wedge \overline{x_3} \wedge \overline{x_5}$$

$$T_4 = \overline{x_2} \wedge \overline{x_3} \wedge \overline{x_4}$$

Si se designa con  $v_i$  el evento todos los componentes de  $V_i$  en operación y con  $\overline{k_i}$  el evento todos los componentes de  $K_i$  en falla, la operación o falla del sistema se puede expresar como sigue:

$$s = v_1 \vee v_2 \vee \dots \quad [2.58]$$

$$\overline{s} = \overline{k_1} \vee \overline{k_2} \vee \dots \quad [2.59]$$

Se puede mostrar que  $s$  puede expresarse en función de todos los caminos mínimos solamente y  $\overline{s}$  en función de todos los conjuntos mínimos de corte solamente. Si  $t_i$  es el evento todos los componentes de  $T_i$  en operación y  $\overline{c_i}$  el evento todos los componentes de  $C_i$  en falla, resulta:

$$s = t_1 \vee t_2 \vee \dots \quad [2.60]$$

$$\overline{s} = \overline{c_1} \vee \overline{c_2} \vee \dots \quad [2.61]$$

Si se designan con  $Z_i$  los caminos no mínimos y con  $D_i$  los conjuntos de corte no mínimos, las ecuaciones (2.60) y (2.61) se pueden escribir como sigue:

$$s = t_1 \vee t_2 \vee \dots \vee z_1 \vee z_2 \vee \dots \quad [2.62]$$

$$\bar{s} = \bar{c}_1 \vee \bar{c}_2 \vee \dots \bar{d}_1 \vee \bar{d}_2 \vee \dots \quad [2.63]$$

Cada camino  $Z_i$  tiene por lo menos un camino mínimo como subconjunto. Sea  $T_i$  un subconjunto de  $Z_i$  y  $Q_i$  el complemento  $Z_i - T_i$  tal que  $Z_i = T_i \cup Q_i$ . En este caso es  $z_i = t_i \wedge q_i$ . Considerando  $t_i \vee z_i$ , que es parte de la expresión (2.62) se tiene:

$$t_i \vee z_i = t_i \vee (t_i \wedge z_i) = t_i \quad [2.64]$$

de manera que todos los términos  $z_i$  en (2.62) pueden omitirse obteniendo como resultado (2.60). Análogamente (2.63) se reduce (2.61). A partir de las expresiones (2.62) y (2.63) se pueden calcular los indicadores de confiabilidad del sistema.

$$\Pr(s) = \Pr(t_1 \vee t_2 \vee t_3 \vee \dots) \quad [2.65]$$

$$\Pr(\bar{s}) = \Pr(\bar{c}_1 \vee \bar{c}_2 \vee \bar{c}_3 \vee \dots) \quad [2.66]$$

Al evaluar las expresiones (2.65) y (2.66) debe tenerse en cuenta que en general los caminos o conjuntos de corte no son independientes.

### 2.6.2.2.3. Procedimientos del espacio de estados

#### 2.6.2.2.3.1. Procedimiento combinatorio

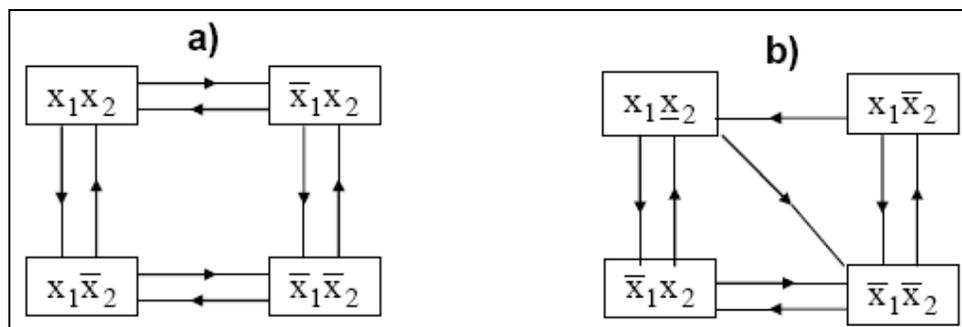
El espacio de estados de un sistema está formado por el conjunto de todos los estados que se obtienen combinando los posibles estados de los componentes. Para cada uno de esos estados debe calcularse la probabilidad y debe determinarse si el sistema es capaz de cumplir su función.

Este procedimiento presenta los siguientes problemas:

- La enumeración de todos los estados sólo es posible en el caso de pequeños sistemas con un número reducido de componentes. Un sistema de  $n$  componentes con dos estados posibles cada uno puede encontrarse en  $2^n$  diferentes estados.
- Requiere de una hipótesis no siempre aceptable de independencia de los componentes en su comportamiento aleatorio.

Para ilustrar el espacio de estados se puede utilizar el diagrama de estados que muestra los posibles estados del sistema y las transiciones entre los mismos.

La siguiente figura muestra como ejemplos los casos a) con dos componentes independientes, y b) con un componente normalmente en operación y el otro en reserva o stand-by. En este último caso el componente en reserva es conectado si el componente normalmente en operación falla. Esta acción de conexión del componente en reserva puede a su vez fallar.



$x_i$ : componente  $i$  en operación

$\bar{x}_i$ : componente  $i$  en falla

$\underline{x}_i$ : componente  $i$  en reserva stand-by

Fig. 2.13: Ejemplos de diagramas de estados

#### 2.6.2.2.4. Procesos markovianos.

La principal ventaja de los procedimientos del espacio de estados es que la mayoría de los casos pueden resolverse aplicando la teoría de los modelos markovianos, la que permite incluso la consideración de casos de dependencia como el de la figura 2.13 b).

La condición para poder aplicar esta teoría es que las probabilidades de transición entre estados no dependan de los estados ocupados por el sistema con anterioridad. Las transiciones entre estados se describen a través de las intensidades de transición  $q_{ij}(t)$ .

$$q_{ij}(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \Pr[X(t + \Delta t) = i | X(t) = j] \quad [2.67]$$

Si las intensidades de transición no dependen del tiempo se llaman tasas de transición  $\lambda_{ij}$  y para  $\Delta t$  suficientemente pequeño vale:

$$\Pr[X(t + \Delta t) | X(t) = j] \approx \lambda_{ij} \cdot \Delta t \quad [2.68]$$

Las tasas de transición  $\lambda_{ij}$  son constantes los tiempos de permanencia en los distintos estados se caracterizan por ser exponencialmente distribuidos. Para obtener las probabilidades de los distintos estados en función del tiempo se debe resolver el siguiente sistema de ecuaciones diferenciales.

$$\dot{\Pr}(t) = A \cdot \Pr(t) \quad [2.69]$$

siendo

$\Pr(t)$ : vector de las probabilidades de estado Pri

A: matriz de las tasas de transición

La solución del sistema (2.69) contiene un término constante y otro decreciente exponencialmente en función del tiempo. Si sólo son de interés los valores

estacionarios de las probabilidades, se pueden obtener resolviendo el sistema de ecuaciones lineales algebraicas:

$$A \cdot Pr = 0 \quad [2.70]$$

Como ya se indicó anteriormente, la solución del sistema (2.69) ó (2.70) requiere para su solución una ecuación adicional dada por la condición de contorno. Que significa que la suma de las probabilidades de todos los estados debe ser siempre igual a uno.

$$\sum_i Pr_i = 1 \quad [2.71]$$

Para determinar frecuencias y duraciones de los estados de un sistema supóngase el esquema de la figura 2.14, que considera por una parte el estado  $i$  (estado para el que se quieren determinar las magnitudes frecuencia y duración) y por otra parte los restantes estados del sistema.

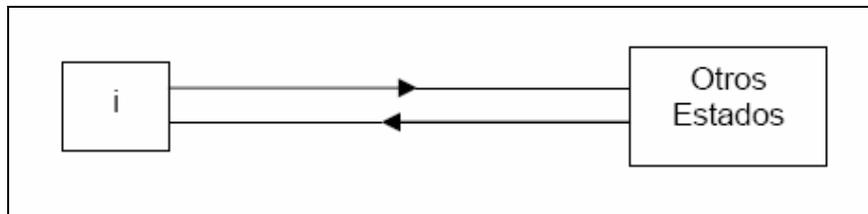


Fig. 2.14 Representación del sistema para la determinación de la frecuencia y duración del estado  $i$

Sea  $T_i$  la duración media de la permanencia en el estado  $i$  y  $T'_i$  la duración media fuera del estado  $i$ , de modo tal que la duración media del ciclo de operación es  $T_{ci} = T_i + T'_i$ . La frecuencia es la inversa de la duración media del ciclo de operación.

$$f_i = \frac{1}{T_{ci}} \quad [2.72]$$

Multiplicando y dividiendo por  $T_i$  y teniendo en cuenta la relación  $T_i/T_{ci}$  que es igual a la probabilidad  $\text{Pr}_i$  del estado  $i$ , se obtiene:

$$f_i = \frac{\text{Pr}_i}{T_i} \quad [2.73]$$

A continuación se investiga la relación entre frecuencia  $f_i$ , duración media  $T_i$  y tasas de transición. La frecuencia de transición  $f_{ji}$  del estado  $i$  al  $j$  se define como el número esperado de transiciones directas del estado  $i$  al  $j$  por unidad de tiempo.

$$\begin{aligned} f_{ji} &= \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} \cdot \Pr[(X(t + \Delta t) = j) \wedge (X(t) = i)] \\ &= \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} \cdot \Pr[X(t + \Delta t) = j | X(t) = i] \cdot \Pr[X(t) = i] = \lambda_{ji} \cdot \text{Pr}_i \end{aligned} \quad [2.74]$$

Teniendo en cuenta que  $f_i = \sum_{j \neq i} f_{ji}$  se obtiene:

$$f_i = \text{Pr}_i \cdot \sum_{j \neq i} \lambda_{ji} \quad [2.75]$$

$$T_i = \frac{1}{\sum_{j \neq i} \lambda_{ji}} \quad [2.76]$$

La duración media de la permanencia en un estado determinado es igual a la inversa de la suma de las tasas de salida de ese estado.

Resumiendo se puede decir que la teoría de los procesos markovianos permite el tratamiento de procesos estocásticos con dependencias, siendo la representación del sistema clara y el procedimiento analítico para el cálculo sencillo.

Los problemas que presenta son, por un lado la limitación al caso de tasas de transición constantes y por otro lado los derivados de la gran cantidad de estados posibles aún para sistemas con moderada cantidad de componentes.

#### 2.6.2.2.4.1. Combinación de estados

Cuando sólo interesa la probabilidad de un grupo de estados y no la de cada estado individualmente, pueden agruparse estados con la finalidad de reducir el esfuerzo de cálculo.

Condición para que un conjunto de estados pueda agruparse es que la tasa de transición a otro estado o grupo de estados sea igual para todos los estados del conjunto. Esta condición garantiza que el proceso obtenido es markoviano.

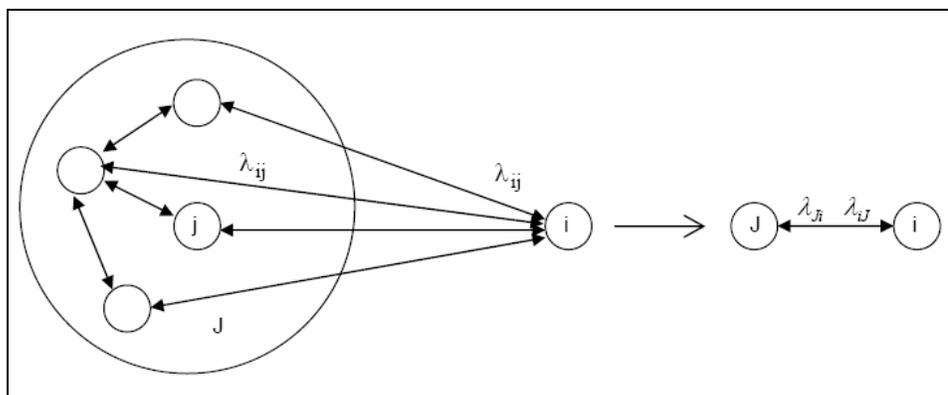


Fig. 2.15: Combinación de estados

$$\Pr_j = \sum_{j \in J} P_{r,j} \quad [2.77]$$

La frecuencia del estado  $j$  vale:

Para el caso del la figura 2.15, la frecuencia de la transición  $i \rightarrow J$  tiene que ser la misma que existía antes de la combinación para las transiciones  $i \rightarrow j$  para todo  $j$  perteneciente a  $J$ .

$$\Pr_i \cdot \lambda_{Ji} = \Pr_i \cdot \sum_{j \in J} \lambda_{ji} \quad [2.78]$$

$$\lambda_{Ji} = \sum_{j \in J} \lambda_{ji} \quad [2.79]$$

También debe permanecer invariable la frecuencia de las transiciones  $j \in J \rightarrow i$ , es decir

$$\Pr_j \cdot \lambda_{iJ} = \sum_{j \in J} \Pr_j \cdot \lambda_{ij} \quad [2.80]$$

Por la condición impuesta al principio, los  $\lambda_{ij}$  son iguales para todo  $j \in J$ , de manera que se obtiene

$$\Pr_j \cdot \lambda_{iJ} = \lambda_{iJ} \cdot \sum_{j \in J} \Pr_j = \lambda_{iJ} \cdot \Pr_j \quad [2.81]$$

$$\lambda_{iJ} = \lambda_{ij} \quad [2.82]$$

#### 2.6.2.2.4.2. *Tiempos de reparación no exponenciales.*

La utilización de modelos markovianos presupone distribuciones exponenciales de los tiempos de residencia en cada estado. Si bien en muchos casos esta hipótesis resulta aceptable, en otros, particularmente los correspondientes a tiempos de reparación, las distribuciones empíricas pueden diferir notablemente de la exponencial. Una posibilidad de aproximar la descripción a la realidad conservando las ventajas de los modelos markovianos consiste en la descomposición de los estados de falla en una serie o paralelo de estados con tiempos de residencia exponencialmente distribuidos, de modo que el modelo completo satisfaga las distribuciones empíricas obtenidas.

##### 2.6.2.2.4.2.1. *Descomposición en serie.*

Suponiendo que las tasas de transición constantes  $\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n$  (figura 2.16) son iguales, se obtiene para el tiempo de falla  $T_F$  una distribución gamma con la densidad de probabilidad dada por la ecuación (2.83).

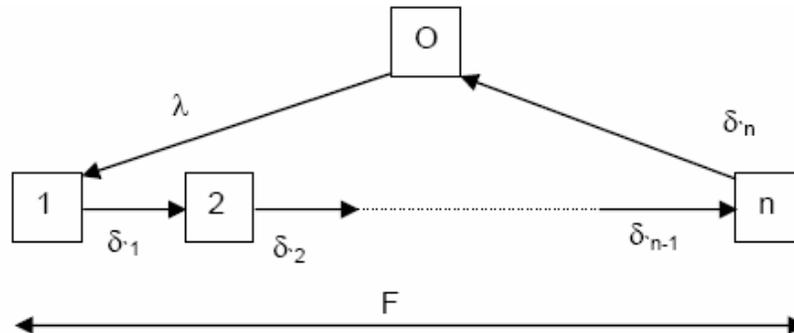


Fig. 2.16: Descomposición del estado F en serie

$$f_{T_F}(t) = \delta^n \cdot \frac{t^{n-1}}{(n-1)!} \cdot e^{-\delta t} \quad \text{con} \quad E(T_F) = \frac{n}{\delta} \quad [2.83]$$

#### 2.6.2.2.4.2.2. Descomposición en paralelo

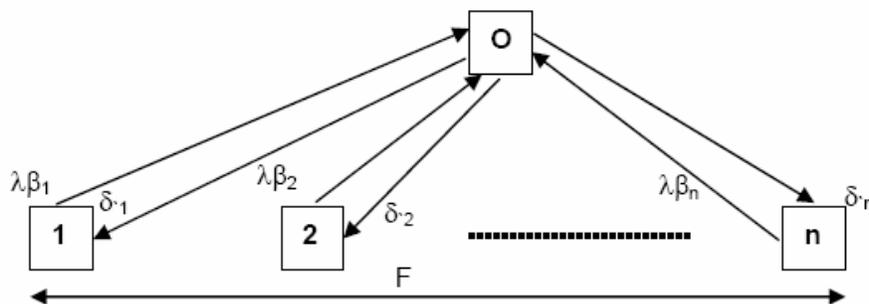


Fig. 2.17: Descomposición del estado F en paralelo

Para cada estado  $i$  en que se descompone el estado  $F$  las duraciones son exponencialmente distribuidas según:

$$f_{T_i}(t) = \delta_i \cdot e^{-\delta_i t} \quad [2.84]$$

La densidad de probabilidad del tiempo de falla  $T_F$  será la media ponderada de las funciones.

$$f_{T_F}(t) = \sum_i \beta_i \cdot \delta_i \cdot e^{-\delta_i \cdot t} \quad \text{con} \quad E(T_F) = \sum_i \frac{\beta_i}{\delta_i} \quad [2.85]$$

Como en el caso de descomposición en serie, una cuidadosa selección de los valores  $\beta_i$  y  $\delta_i$  permite aproximar un amplio rango de distribuciones.

### 2.6.2.3. Análisis del efecto de fallas.

Los procedimientos analizados hasta ahora permiten calcular los parámetros probabilidad, frecuencia y duración de los distintos estados de un sistema. Una parte esencial de todo estudio de confiabilidad es la clasificación, de acuerdo a criterios prefijados de los estados del sistema en estados de operación y estados de falla. El análisis de los estados para determinar los que corresponden a la falla del sistema es la tarea denominada análisis del efecto de fallas.

En la mayoría de los estudios se supone que los estados se pueden agrupar en estados de operación y estados de falla. En algunos casos, sin embargo, es necesario considerar estados de falla parcial.

El análisis del efecto de fallas usa en general técnicas analíticas que permiten estudiar el funcionamiento del sistema (por ejemplo, flujo de carga en el caso de sistemas de suministro de energía eléctrica).

Luego de lo expuesto hasta este punto pueden resumirse los pasos de un estudio de confiabilidad utilizando los procedimientos del espacio de estados:

- Se definen los criterios para la falla del sistema

- Basándose en esos criterios se realiza el análisis del efecto de fallas de manera de poder clasificar los estados del sistema en los grupos O(operación) y F(falla)

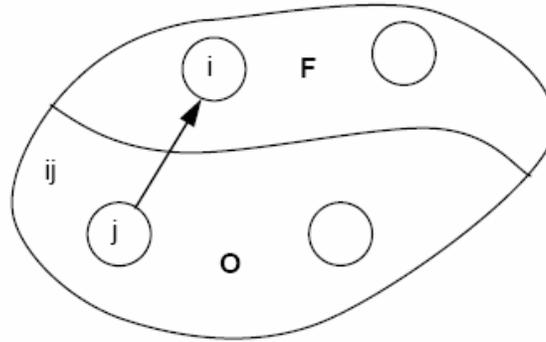


Fig. 2.18: Clasificación de los estados en los grupos O y F

- Se resuelve el modelo del espacio de estados determinando las probabilidades  $\text{Pr}_i, i \in F$
- Se obtiene la probabilidad de falla del sistema

$$\text{Pr}(\bar{s}) = \sum_{i \in F} \text{Pr}_i \quad [2.86]$$

- Se calcula la frecuencia de falla del sistema

$$f_{\bar{s}} = \sum_{i \in F} \text{Pr}_i \cdot \sum_{j \in O} \lambda_{ij} \quad [2.87]$$

- A partir de la probabilidad y la frecuencia se calcula la duración media del estado de falla

$$T_{\bar{s}} = \frac{\text{Pr}(\bar{s})}{f_{\bar{s}}} = \frac{\sum_{i \in F} \text{Pr}_i}{\sum_{i \in F} \text{Pr}_i \cdot \sum_{i \in O} \lambda_{ij}} \quad [2.88]$$

## **2.7 CÁLCULOS DE CONFIABILIDAD PARA LA DETERMINACIÓN DE LA RESERVA NECESARIA EN SISTEMAS DE GENERACIÓN.**

Existe una estrecha relación entre reserva disponible y confiabilidad. Objetivo final de los estudios de confiabilidad técnica es la determinación del requerimiento de reserva para que el sistema pueda cumplir adecuadamente su función.

En principio puede afirmarse que un incremento de la reserva conducirá a un incremento en la confiabilidad y también a un incremento en los costos del sistema así como a una disminución de los costos ocasionados por deficiencias en el servicio.

Incremento de reserva	⇒	Incremento en la confiabilidad
		Incremento costos operación
		Disminución costos déficit

Teóricamente podría determinarse el nivel de confiabilidad óptimo (y a partir de él la reserva óptima) minimizando la suma de estos costos. En la práctica una optimización global de este tipo, incluyendo todas las variables y costos de distinto origen, es imposible.

Por ello se trata de resolver el problema subdividiéndolo en partes tanto en lo que respecta al sistema -generación, transmisión y distribución- como en lo relativo a los períodos de tiempo considerados: planificación del crecimiento, planificación de la operación y conducción de la operación.

En cada uno de los problemas así delimitados los estudios de confiabilidad tienen características particulares.

Cuando se tratan los sistemas de generación se definen como estados de falla del sistema aquellos en que la generación disponible no es suficiente para satisfacer la demanda.

En este caso resulta relativamente sencillo establecer una relación funcional entre nivel de confiabilidad y reserva, de modo que fijado el nivel de confiabilidad deseado se obtiene la reserva necesaria para alcanzarlo.

No ocurre lo mismo en el caso de considerar las redes de transmisión, ya que resulta prácticamente imposible determinar la reserva existente por las condiciones cambiantes del sistema:

- Demanda
- Topología
- Posibilidades de generación
- Acciones del despacho de carga, etc.

Los estudios de confiabilidad tienen como objetivo la evaluación de alternativas planteadas, agregando un elemento de juicio adicional que junto a otros de carácter técnico y a la evaluación económica permitirán acceder a una decisión final.

Los estudios de confiabilidad también permiten la detección de puntos débiles del sistema con la finalidad de proponer los refuerzos necesarios para alcanzar los niveles de confiabilidad deseados.

### **2.7.1 METODOLOGÍA DE LOS ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD**

La ejecución de estudios de confiabilidad comprende los siguientes pasos:

- Definición del estado no deseado.

- Definición de indicadores estadísticos respecto de la ocurrencia del estado no deseado.
- Definición del nivel de confiabilidad deseado (valor límite tolerado del indicador estadístico definido en b).
- Cálculo del nivel de confiabilidad real.
- Comparación y decisión.

### **2.7.2 CLASIFICACIÓN DE LOS ESTADOS DEL SISTEMA**

Una tarea fundamental de todo estudio de confiabilidad es la definición y clasificación de los posibles estados del sistema bajo estudio. En general los estados son agrupados en dos clases:

- i. Estados en que el sistema es capaz de realizar la función para la que está determinado, respetando todas las restricciones de orden técnico impuestas a su operación, usualmente llamados estados de operación.
- ii. Estados en que el sistema no es capaz de realizar esa función, normalmente llamados estados de falla.

Los criterios para definir si un estado es de operación o falla dependen del subsistema tratado y del problema a resolver, así:

- En el subsistema de generación en relación con el problema de la programación de la operación de corto plazo, se considerarán como falla aquellos estados en que la capacidad de generación rotante no sea suficiente para satisfacer totalmente la demanda.
- En el caso del estudio de la red de transmisión en relación con la planificación de su expansión, se considerarán como falla los estados en

que no se pueda satisfacer completamente la demanda y aquellos en que se produzcan violaciones de límites admisibles de tensión en algún nodo o de las capacidades máximas de transporte de líneas de transmisión.

En desarrollos futuros, se debería tender a contemplar las condiciones operativas en la definición de los posibles estados del sistema. En principio se pueden distinguir los siguientes estados:

- **Estado de operación normal:** En este estado todas las restricciones técnicas son respetadas, la generación y el estado de la red son adecuados para satisfacer totalmente la demanda y el margen de reserva es suficiente para ofrecer un nivel de seguridad adecuado.
- **Estado de alerta:** En este estado todas las restricciones se respetan pero el nivel de reservas es tal que resulta inseguro debido a que algunas perturbaciones podrían conducir a violaciones de restricciones. En este estado se deben llevar a cabo acciones preventivas que tiendan a llevar al sistema al estado normal.
- **Estado de emergencia:** Si se produce una perturbación suficientemente severa antes de que puedan realizarse acciones preventivas el sistema entra en el estado de emergencia. En este estado existen violaciones de restricciones y se ha perdido la seguridad de operación. El sistema, sin embargo, está intacto y deben tomarse medidas de emergencia tendientes a volver por lo menos al estado de alerta.
- **Estado de emergencia extrema:** Si las medidas referidas en el punto anterior no son tomadas a tiempo o no resultan efectivas y la perturbación es muy severa el sistema comienza a desintegrarse entrando en el estado de emergencia extrema, en el cual restricciones son violadas y cargas interrumpidas. Las acciones de control de emergencia deben tratar en este caso de salvar el sistema del colapso total.

- **Estado de restauración:** El sistema se encuentra en este estado una vez que se ha podido detener el colapso o bien cuando se comienza a reconstruir el sistema luego de un colapso total. Las medidas que se toman en este estado tienden a restablecer el servicio a los consumidores interrumpidos y a reconstituir el sistema interconectado.

### **2.7.3 INDICADORES DE CONFIABILIDAD**

Los indicadores de confiabilidad más frecuentemente utilizados se obtienen mediante la comparación en términos probabilísticos de la demanda con la capacidad disponible.

La obtención de estos indicadores se realiza en estado estacionario sin considerar los fenómenos transitorios que tienen lugar desde el momento en que se produce una contingencia hasta que se alcanza un nuevo estado estacionario.

La probabilidad de ciertos estados de un sistema es una medida del comportamiento medio del mismo durante el período analizado, sin tener en cuenta si una determinada situación de falla se debe a una única salida de servicio prolongada o a varios eventos de menor duración.

Para tener en cuenta este último aspecto se introducen generalmente el valor esperado de la duración de determinados estados del sistema en el período considerado y la frecuencia con la que el sistema se encontrará en esos estados.

Para cuantificar la magnitud de la deficiencia se suele determinar, la potencia faltante para cubrir completamente la demanda, denominándola potencia de déficit.

Combinando las potencias de déficit con las duraciones medias esperadas se pueden obtener los valores esperados de energía no suministrada en el período considerado.

A continuación se presenta una lista de los índices de confiabilidad que pueden ser encontrados más frecuentemente en la literatura y que se refieren a la evaluación conjunta de confiabilidad de sistemas de generación y transporte.

#### **2.7.4 ÍNDICES E INDICADORES DE CONFIABILIDAD ENCONTRADOS EN LA LITERATURA**

- **LOLP [pu] (Loss of Load Probability)** Probabilidad de déficit
- **LOLE [h/yr] (Loss of Load Expectation)** Valor esperado de duración anual de déficit
- **EENS [MWh/yr] (Expected Energy not Supplied)** Valor esperado anual de energía no suministrada
- **EIR [pu] (Energy Index of Reliability)** Fracción esperada de la energía suministrada referida a la energía demanda
- **FOI [yr-1] (Frequency of Interruptions)** Frecuencia de interrupciones
- **EDOI [h] (Expected Duration of Interruptions)** Duración esperada de interrupciones
- **EENSI [MWh] (Expected Energy not Supplied per Interruption)** Valor esperado anual de energía no suministrada por interrupción
- **ELCI [MW] (Expected Load Curtailed per Interruption)** Potencia esperada de déficit por interrupción.

## **2.7.5 ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD EN RELACIÓN CON LA PLANIFICACIÓN Y LA OPERACIÓN**

Teniendo en cuenta los períodos de tiempo involucrados, los problemas a resolver pueden además ordenarse en:

### **2.7.5.1 Planificación del crecimiento**

En el marco de la planificación del crecimiento, los estudios de confiabilidad tienen los siguientes objetivos para cada parte en que ha sido subdividido el sistema:

- **Sistema de generación:**

Determinación de la reserva necesaria para satisfacer confiablemente la demanda prevista considerando todos los factores aleatorios que afectan la disponibilidad de potencia y energía.

En los sistemas que operan bajo reglas competitivas, la expansión del sistema de generación es el resultado de las decisiones individuales de inversión de los agentes del mercado, y por lo tanto, el nivel de confiabilidad resultante del sistema puede desviarse significativamente de aquel considerado como adecuado.

- **Red de transmisión, estaciones y red de distribución:**

Verificación del cumplimiento del requerimiento de confiabilidad de alternativas planteadas.

Selección de la configuración más confiable.

Detección de puntos débiles del sistema que requieren refuerzos para satisfacer el nivel de confiabilidad exigido.

### 2.7.5.2 Planificación de la operación de largo alcance

- **Sistema de generación:**

Verificación del nivel de confiabilidad (eventualmente ajuste del programa de operación para satisfacer requerimientos de confiabilidad).

Programación del mantenimiento preventivo.

Definición de la posibilidad o necesidad de efectuar contratos de venta o compra de energía o reserva con otros sistemas del sistema interconectado.

- **Red de transmisión:**

Verificación de su influencia sobre la confiabilidad del suministro.

Eventualmente definición de restricciones para la operación.

### 2.7.5.3 Planificación de la operación de corto alcance

- **Sistema de generación:**

Verificación del nivel de confiabilidad.

Determinación del requerimiento de reserva rápida.

Determinación del requerimiento de reserva para la regulación primaria de frecuencia.

- **Red de transmisión:**

Verificación de su influencia sobre la confiabilidad del suministro.

Eventualmente definición de restricciones para la operación.

#### **2.7.5.4 Conducción de la operación**

- **Sistema de generación:**

Vigilancia del nivel de reserva para la regulación primaria de frecuencia.

- **Red de transmisión:**

Vigilancia de la seguridad de operación mediante la evaluación del efecto de posibles contingencias imprevistas.

La determinación del requerimiento de reserva para la regulación primaria de frecuencia en el marco de la planificación de corto alcance de la operación y las tareas mencionadas en relación con la conducción de la operación no se llevan a cabo con métodos probabilísticos.

#### **2.7.6 CÁLCULO DE CONFIABILIDAD EN LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN.**

Primero se define un plan de operación con criterios económicos y satisfaciendo restricciones de operación en estado normal.

El análisis de confiabilidad permite considerar el comportamiento aleatorio de los componentes y la demanda; y, calcular indicadores estadísticos respecto a la ocurrencia de los distintos estados del sistema.

Para la aceptación del plan de operación se plantean las siguientes alternativas:

- Se acepta el plan si el nivel de confiabilidad obtenido resulta mayor que el valor límite preestablecido. Caso contrario, debe proponerse una nueva estrategia de reserva (cantidad y ubicación).
- Se acepta aquel plan de operación que conduce al mínimo valor esperado de costos totales (costos de operación + costos de déficit).

En la Figura 2.19 se muestra esquemáticamente la inclusión del cálculo de confiabilidad en la definición de un plan óptimo de operación.

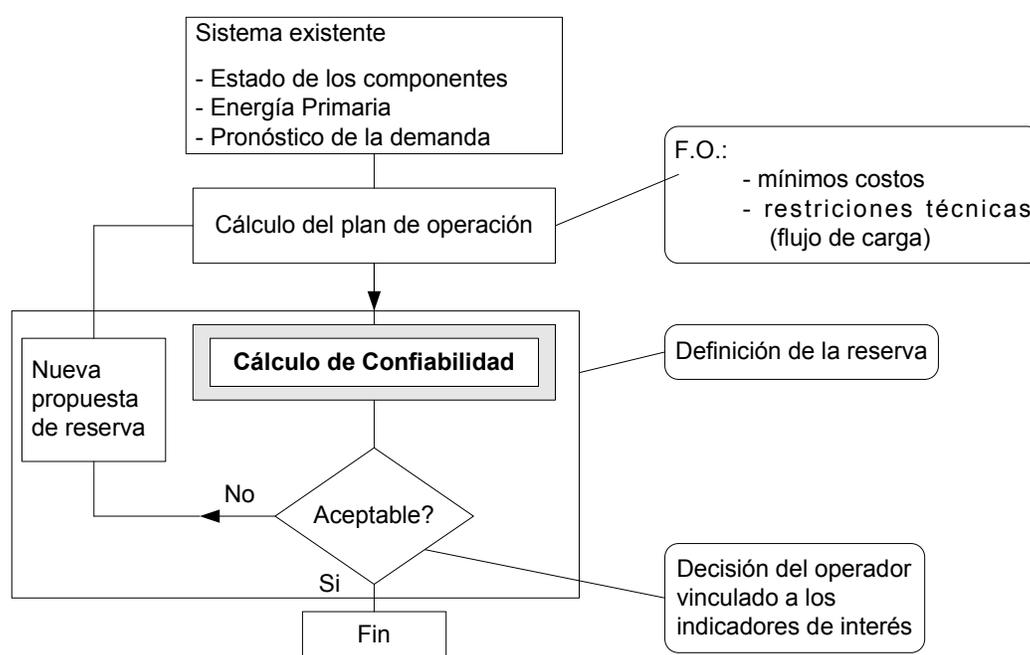


Fig. 2.19: Cálculo de confiabilidad en la programación de la operación.

En el marco de la programación de la operación de corto plazo, el operador no siempre tiene la posibilidad de incrementar el monto de la reserva.

Cuando el sistema de transmisión ha impuesto limitaciones importantes en el plan de operación, pueden lograrse variaciones del nivel de confiabilidad modificando la localización geográfica de la reserva.

La decisión de cual plan de operación adoptar, corresponde al operador, debiéndose evaluar el costo de incrementar o no la confiabilidad, contrastando

el costo incremental de operación y el valor esperado o probable del costo del déficit a afrontar en caso de presentarse contingencias.

### 2.7.7 CLASIFICACIÓN DE LA RESERVA.

En todo instante debe observarse el balance de potencia

$$P_G(t) = P_L(t) \quad [2.89]$$

$P_G(t)$ : potencia neta generada por el sistema en el instante t

$P_L(t)$ : potencia requerida por los consumidores en el instante t incluyendo pérdidas en la red

Por otra parte siempre debe existir capacidad de transporte disponible para llevar la potencia desde las centrales de generación hasta los consumidores.

El desequilibrio del balance de potencia debido a la salida de servicio de componentes o a variaciones imprevistas de la carga se puede restablecer a través de alguna de las siguientes medidas:

- Incremento de la generación activando reserva
- Incremento de la potencia recibida del sistema interconectado apartándose del intercambio planificado
- Desconexión de parte de la carga

La primera posibilidad es la más importante. Con excepción de los primeros minutos después de una contingencia, la segunda posibilidad no es deseable por cuanto un apartamiento de los valores planificados del intercambio significa una desviación de la operación económica del sistema interconectado.

La alteración de los intercambios durante los primeros diez a quince minutos es inevitable debido a la acción automática de la mayoría de máquinas

interconectadas (regulación primaria de frecuencia), siendo esta una de las ventajas esenciales de la operación interconectada.

La posibilidad de desconectar carga debe considerarse como una medida de emergencia extrema para evitar el colapso.

A continuación se analiza el proceso que sigue a la aparición repentina de un requerimiento de reserva consecuencia de la salida de componentes. Este proceso presenta las siguientes fases:

**Fase 1:** Inmediatamente después de la falla el déficit de potencia es cubierto con **energía electromagnética** proveniente de los campos de los generadores y **energía cinética** de masas rotantes del sistema. Esta fase finaliza luego de pocos segundos con la acción de la regulación primaria de frecuencia.

**Fase 2:** La disminución de la velocidad de los grupos generadores conduce a una disminución de la frecuencia, lo que activa la regulación primaria. Los reguladores actúan sobre las válvulas de admisión de las turbinas provocando un incremento de la potencia generada. Esta fase concluye cuando se alcanza un nuevo estado estacionario (frecuencia constante menor a la inicial).

**Fase 3:** Para que la frecuencia retorne al valor inicial (nominal) y que los flujos por las interconexiones vuelvan a los valores planificados, se requiere la actuación de la **regulación secundaria**. Esta fase incluye la puesta en marcha de unidades de arranque rápido (hidráulicas, turbinas a gas).

**Fase 4:** Luego de la fase 3 se ha restablecido la seguridad del suministro, pero existe un apartamiento de las condiciones de operación económica. Es necesario además liberar la reserva rápida para tenerla disponible ante eventuales nuevas contingencias. Por estas razones se hace deseable una redistribución de la carga a través de una nueva optimización del despacho.

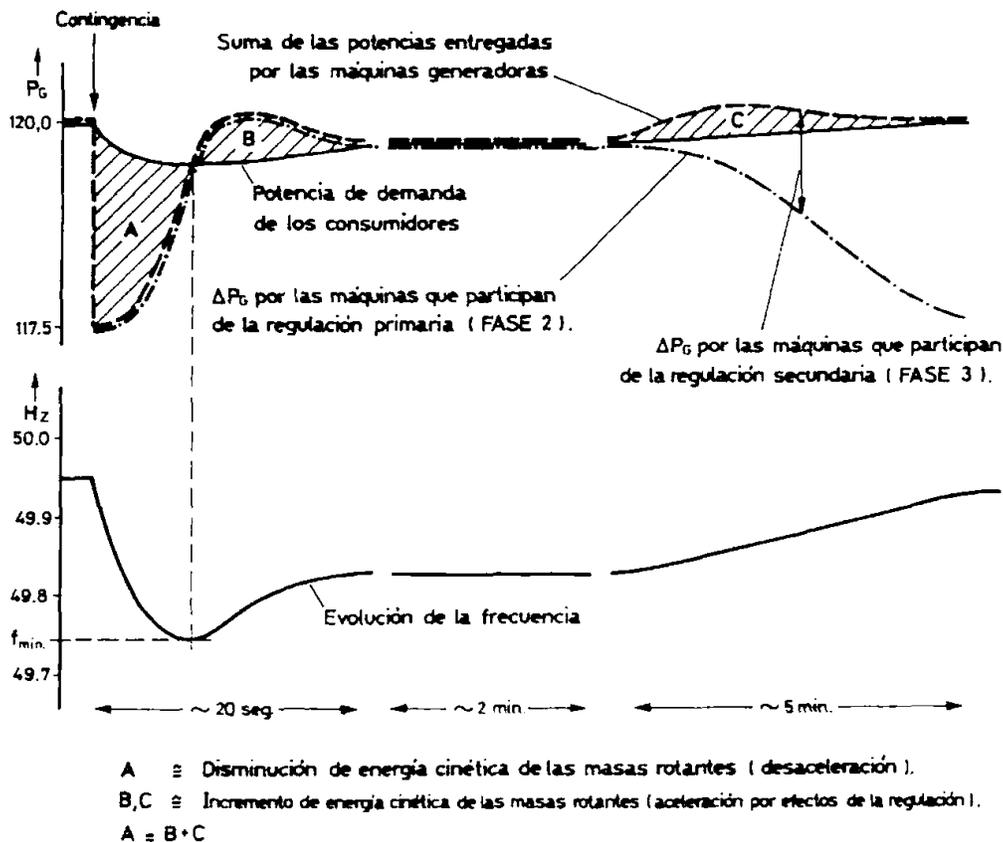


Fig. 2.20: Respuesta del sistema ante la ocurrencia de una contingencia (Fases 1 a 3)

Del análisis precedente surge que son necesarios distintos tipos de reserva que pueden clasificarse según sus tiempos de acceso como se muestra en la figura siguiente.

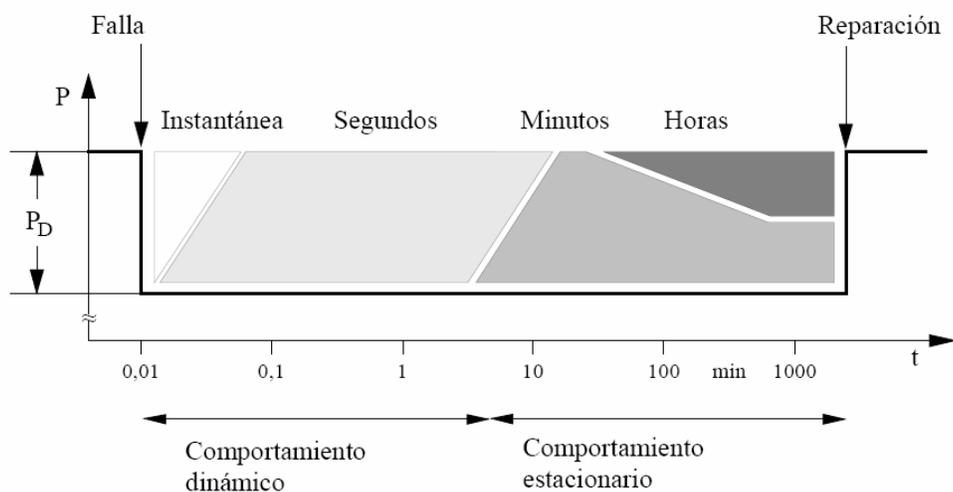


Fig. 2.21: Clasificación de la reserva según sus tiempos de acceso

- **Reserva Instantánea  $P_I$ :** Energía aportada por campos electromagnéticos de los generadores y por la disminución de velocidad de masas rotantes. Tiempo de acceso  $T_{aI} \approx 0$
- **Reserva de segundos  $P_S$ :** Reserva rodante activada con la regulación primaria. Tiempo de acceso  $T_{aS} = 1 \dots 60 \text{ seg.}$
- **Reserva de minutos  $P_M$ :** Reserva rodante activada con la regulación secundaria y puesta en marcha de unidades de arranque rápido. Tiempo de acceso  $T_{aM} = 2 \dots 15 \text{ min.}$
- **Reserva de horas  $P_H$ :** Puesta en marcha de unidades térmicas en reserva fría. Tiempo de acceso  $T_{aH} = 0,5 \dots 10 \text{ h.}$

Por tiempo de acceso  $T_{aX}$  debe entenderse el tiempo total que transcurre entre la detección la necesidad de reserva de la clase  $P_X$  hasta su disponibilidad con la potencia requerida.

El análisis realizado muestra que para el cálculo de las reservas  $P_I$  y  $P_S$  no bastan estudios probabilísticos sino que es necesario además investigar el comportamiento dinámico del sistema.

Las reservas de minutos y de horas son el objeto de los estudios de confiabilidad en el marco de la programación de la operación.

## **2.8 DETERMINACIÓN DEL REQUERIMIENTO DE RESERVA EN SISTEMAS DE GENERACIÓN**

### **2.8.1 DELIMITACIÓN DEL SISTEMA**

La gran cantidad de componentes, la complejidad de los sistemas y la diversidad de funciones de los distintos subsistemas y de problemas

planteados, implican la necesidad de subdividir el problema en partes tanto en lo que respecta al sistema como a los períodos de tiempo involucrados.

En este capítulo se presentan los procedimientos para determinar el requerimiento de reserva de generación en el marco de los períodos de tiempo abarcados por la programación diaria y anual de la operación, teniendo en cuenta sólo el sistema de generación y suponiendo que la red de transmisión es absolutamente confiable y con capacidad ilimitada. (Figura 2.22).

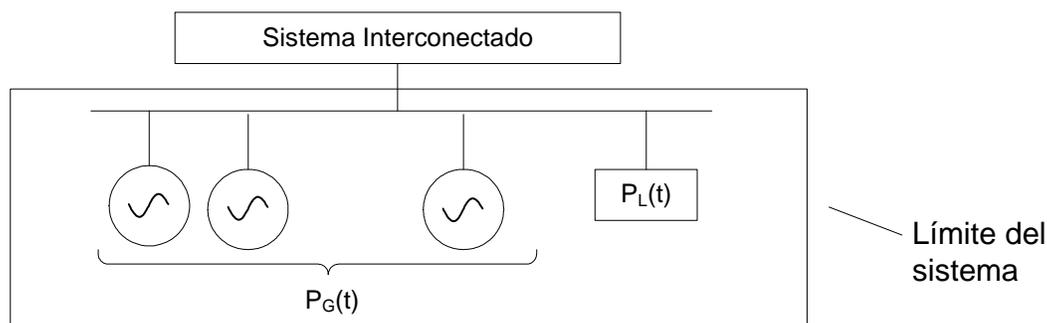


Fig. 2.22: Modelo simplificado del sistema de generación

### 2.8.2 Parámetros para describir la confiabilidad de los bloques generadores

En el caso más simple, el comportamiento de un componente puede describirse como un proceso renovable con los estados posibles **operación O** y **falla F**. En general este modelo no es suficiente, ya que existe la posibilidad, ante la ocurrencia de ciertas fallas, de diferir la salida de servicio del bloque, de modo que su pérdida puede ser cubierta mediante reserva lenta sin afectar la reserva rápida necesaria.

En este último caso es necesario introducir un tercer estado correspondiente a la operación del bloque entre la detección de una falla y la salida de servicio. Este estado se designará **O2** y el estado de operación normal se denominará **O1**. La Figura 2.23 muestra un diagrama simplificado de un bloque generador.

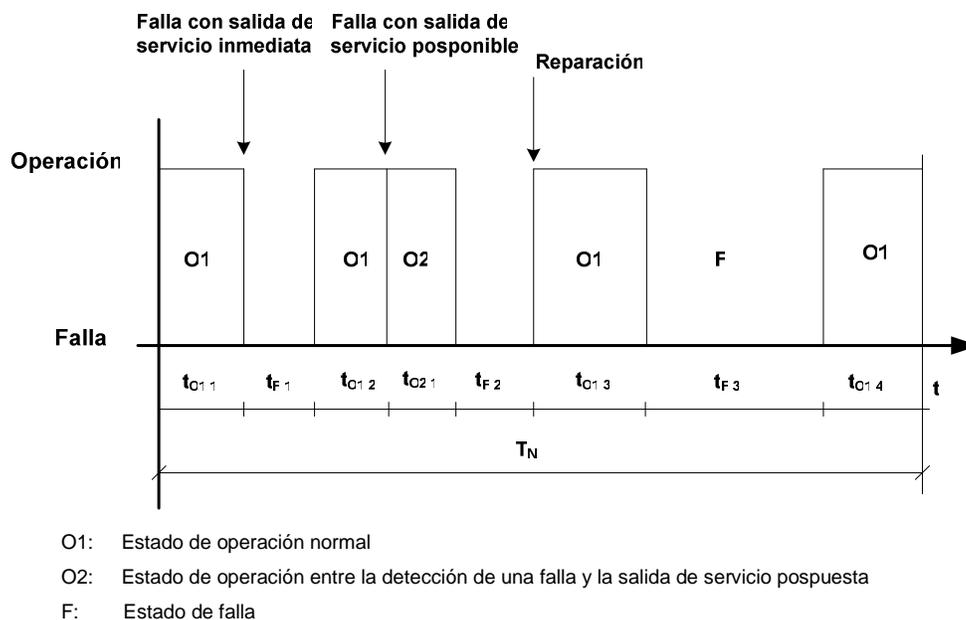


Fig. 2.23: Diagrama simplificado de operación de un bloque generador

Con cada estado se tiene asociada una variable aleatoria correspondiente al tiempo de permanencia del bloque en el mismo, pudiendo describirse completamente el proceso estocástico representado por el diagrama de operación a través de:

- $f(t)$ : densidad de probabilidad de la duración  $T_{O1}$
- $d(t)$ : densidad de probabilidad de la duración  $T_{O2}$
- $m(t)$ : densidad de probabilidad de la duración  $T_F$
- $D_O$ : probabilidad de que una falla obligue a una salida de servicio inmediata

Un parámetro adicional necesario para describir el comportamiento del bloque generador es la probabilidad de falla en el arranque  $s$ .

Las funciones densidad de probabilidad contienen la información completa sobre todo el espectro de posibles duraciones. En muchos casos se realiza una

descripción simplificada del comportamiento de estas variables utilizando los valores esperados correspondientes  $E(T_{O1})$ ,  $E(T_{O2})$  y  $E(T_F)$ .

La probabilidad de salida de servicio inmediata se define como

$$D_o = \lim_{n_{o1} \rightarrow \infty} \frac{n_o}{n_{o1}}, \quad \text{con} \begin{cases} n_o: \text{cantidad de salidas de servicio inmediatas} \\ n_{o1}: \text{cantidad total de salidas de servicio por falla} \end{cases} \quad [2.90]$$

La probabilidad de falla en el arranque s vale

$$s = \lim_{n_s \rightarrow \infty} \frac{n_{sf}}{n_s}, \quad \text{con} \begin{cases} n_{sf}: \text{cantidad de arranques fallidos} \\ n_s: \text{cantidad total de intentos de arranque} \end{cases} \quad [2.91]$$

Los valores de  $D_o$  y  $s$  se estiman igual que las densidades de probabilidad o los valores esperados de las duraciones a partir de muestras obtenidas a través de la observación del comportamiento de los bloques durante un tiempo suficientemente prolongado.

### 2.8.3 Parámetros para cuantificar la confiabilidad y la reserva necesaria de sistemas de generación de energía eléctrica

En estos sistemas, se considera el **déficit de potencia** como estado de falla o estado no deseado del sistema. En este estado la potencia de generación disponible  $P_V(t)$  (capacidad instalada menos potencia fuera de servicio) es insuficiente para satisfacer la demanda  $P_L(t)$ .

La potencia de déficit se define como

$$\begin{aligned} P_D(t) &= P_L(t) - P_V(t), & \text{si} & \quad P_L(t) > P_V(t) \\ P_D(t) &= 0, & \text{si} & \quad P_L(t) \leq P_V(t) \end{aligned} \quad [2.92]$$

Cada déficit  $i$  puede describirse a través del instante en que comienza  $t_{0,i}$ , su duración  $t_{D,i}$ , su potencia variable en el tiempo  $P_D(t)$  y la energía no producida  $W_{D,i}$ .

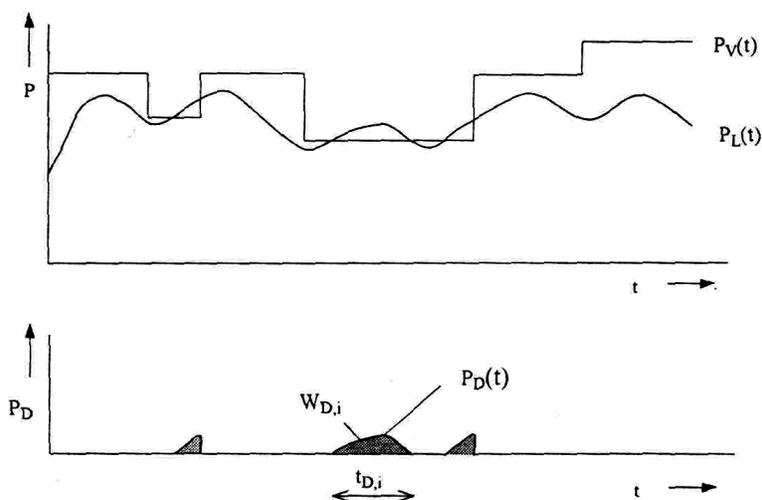


Fig. 2.24: Curva de déficit de potencia en el tiempo

Los parámetros mostrados en la figura pueden ser calculados sólo a posteriori, por lo que no son adecuados para describir el probable comportamiento futuro del sistema.

Suponiendo se dispone de  $n$  diagramas de operación del sistema durante un tiempo determinado  $T_N$  (correspondientes a  $n$  observaciones del periodo  $T_N$ ), en cada caso existirá una curva del déficit de potencia en el tiempo. Para  $n \rightarrow \infty$ , a través de la evaluación estadística de la muestra representada por los  $n$  diagramas de operación disponibles, se pueden calcular las siguientes magnitudes probabilísticas como indicadores de confiabilidad del sistema:

- **Frecuencia del estado de déficit  $f_D$**

$$f_D = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{1}{nT_N} \sum_i m_i \quad [2.93]$$

$m_i$ : cantidad de déficits en el diagrama  $i$

- **Valor esperado de la duración del estado de déficit  $E(T_D)$**

$$E(T_D) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left( \frac{1}{m_i} \sum_{j=1}^{m_i} t_{D,j} \right) \quad [2.94]$$

- **Valor esperado de la energía de déficit por ocurrencia  $E(W_D)$**

$$E(W_D) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left( \frac{1}{m_i} \sum_{j=1}^{m_i} w_{D,j} \right) \quad [2.95]$$

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

- **Valor esperado de la duración total en el estado de déficit de potencia en  $T_N$**

$$E(T_{Dk}) = f_D \cdot T_N \cdot E(T_D) \quad [2.96]$$

- **Valor esperado de la energía no producida en  $T_N$**

$$E(W_{Dk}) = f_D \cdot T_N \cdot E(W_D) \quad [2.97]$$

Para describir la confiabilidad en un instante determinado  $t$  se utiliza la **probabilidad del déficit de potencia  $\Pr(D,t)$**  que es la probabilidad de que el sistema se encuentre en el instante  $t$  en el estado  $D$  de déficit de potencia.

$$\Pr(D,t) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{n_D(t)}{n} \quad [2.98]$$

$n_D(t)$ : cantidad de veces que el sistema se encuentra en el estado de déficit en el instante  $t$ .

Entre el valor medio de la función  $\text{Pr}(D,t)$  en el intervalo  $T_N$  y el valor esperado de la duración total de déficit en el mismo intervalo existe la siguiente relación:

$$\text{Pr}(D)_{T_N} = \frac{1}{T_N} \int_0^{T_N} \text{Pr}(D,t) dt = \frac{E(T_{DK})}{T_N} \quad [2.99]$$

Para cada uno de los  $n$  diagramas de operación en el intervalo  $T_N$  se puede obtener a partir de la curva del déficit de potencia en función del tiempo  $P_{D,i}(t)$  una curva ordenada de duración de déficit  $T_{DKi}(P)$ .

Tomando el valor medio aritmético de todas las curvas  $T_{DKi}(P)$  se obtiene la función  $E(T_{DK}(P))$ , que para cada potencia  $P$  da el valor esperado del tiempo total con una potencia de déficit mayor que  $P$  en el intervalo considerado  $T_N$  (Figura 7).

$$E(T_{DK}(P)) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{1}{n} \sum_i^n T_{DK,i}(P) \quad [2.100]$$

La superficie bajo la curva de la Figura 2.25 corresponde al valor esperado de la energía total de déficit

$$E(W_{DK}) = \int_0^{\infty} E(T_{DK}(P)) dP \quad [2.101]$$

Para el valor esperado de la potencia de déficit vale:

$$E(P_D) = \frac{1}{E(T_{DK})} \int_0^{\infty} E(T_{DK}(P)) dP = \frac{E(W_{DK})}{E(T_{DK})} \quad [2.102]$$

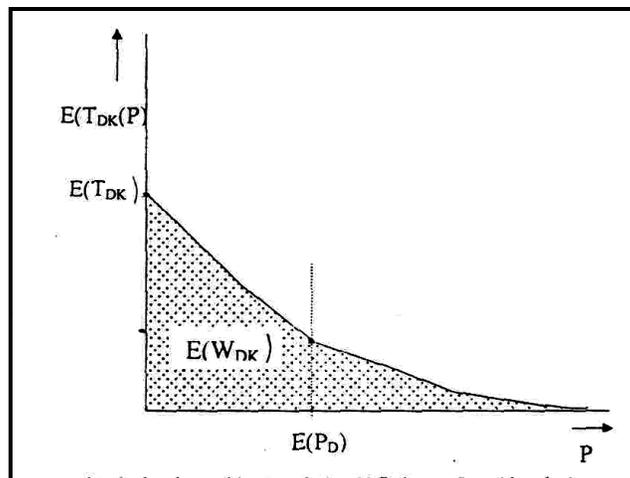


Fig. 2.25: Valor esperado de la duración total de déficit en función de la potencia de déficit  $P$

En forma análoga se puede obtener para cada potencia  $P$  la frecuencia  $f_{D,i}(P)$  de déficits que superan esa potencia para cada uno de los  $n$  diagramas de operación.

Determinando el valor medio para todos los  $n$  casos, se obtiene la función  $E(f_D(P))$ , que para cada potencia  $P$  da el **valor esperado de la frecuencia de déficits con una potencia de déficit mayor que  $P$**  en el intervalo considerado.

$$E(f_D(P)) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{1}{n} \sum_i f_{D,i}(P) \quad [2.103]$$

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  $P_D$  sea mayor que un valor dado  $P$ .

$$F_D(P) = \Pr(P_D > P) \quad [2.104]$$

La función  $F_D(P)$  es la función conocida en la literatura como función acumulativa de la probabilidad de falla

$$F_F(P) = \Pr(P_F > P)$$

[2.105]

Con el eje de ordenadas desplazado en un valor igual a la potencia 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  $P$  (Figura 2.26).

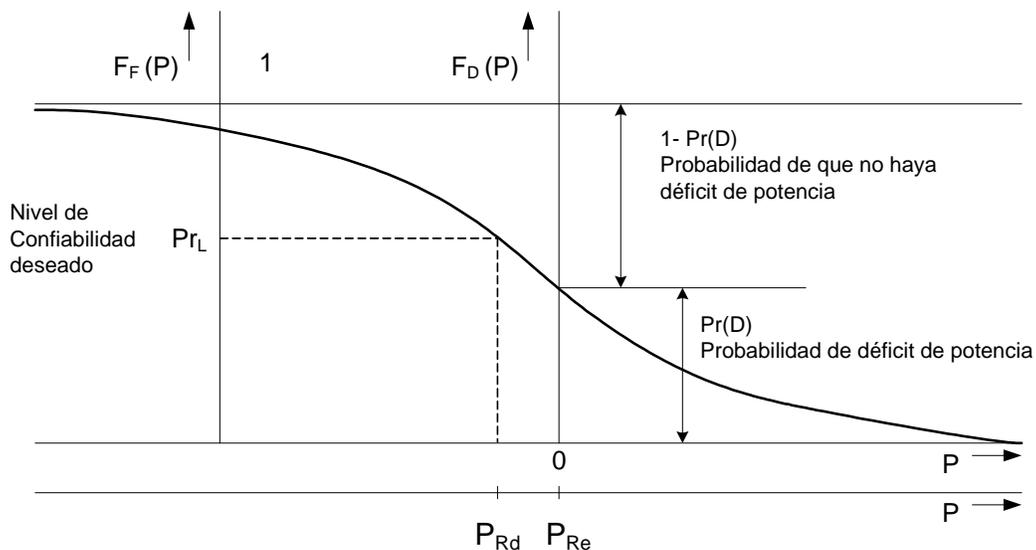


Fig. 2.26: Relación entre las funciones  $F_F(P)$  y  $F_D(P)$

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

- 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.
- Se determina en la curva  $F_F(P)$  el valor de reserva necesario  $P_{Rd}$  para poder respetar el valor de confiabilidad prefijado (Figura 2.26). Si resulta ser  $P_{Rd}$  mayor que la reserva existente  $P_{Re}$ , entonces se necesita reserva adicional  $\Delta P_R = P_{Rd} - P_{Re}$ .

En esta forma de determinar la reserva es de gran importancia la elección del nivel de confiabilidad  $Pr_L$ .

Una posibilidad para la determinación de  $Pr_L$  sería a través de una optimización técnico – económica con el objeto de minimizar los costos totales, incluyendo los costos de la reserva y los costos provocados por la existencia de déficit de potencia.

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

## **2.8.4 CÁLCULOS DE CONFIABILIDAD Y RESERVA NECESARIA PARA LA PLANIFICACIÓN DE CORTO ALCANCE DE LA OPERACIÓN**

### **2.8.4.1 Modelación matemática para el cálculo**

#### *2.8.4.1.1 Modelación del bloque generador como componente*

Hipótesis simplificadoras:

- El comportamiento de cada bloque generador es independiente del comportamiento del resto de bloques del sistema
- Desde el punto de vista de la potencia disponible se supone un modelo de dos estados: si el bloque esta disponible puede entregar hasta su potencia nominal, si no está disponible su potencia es cero.
- La velocidad de variación de la carga se considera ilimitada, de modo que la reserva rotante es inmediatamente disponible

En la Figura 2.27 se presenta el modelo completo de los posibles estados en que puede encontrarse un bloque generador, considerando tanto las transiciones de carácter determinístico como las de carácter estocástico.

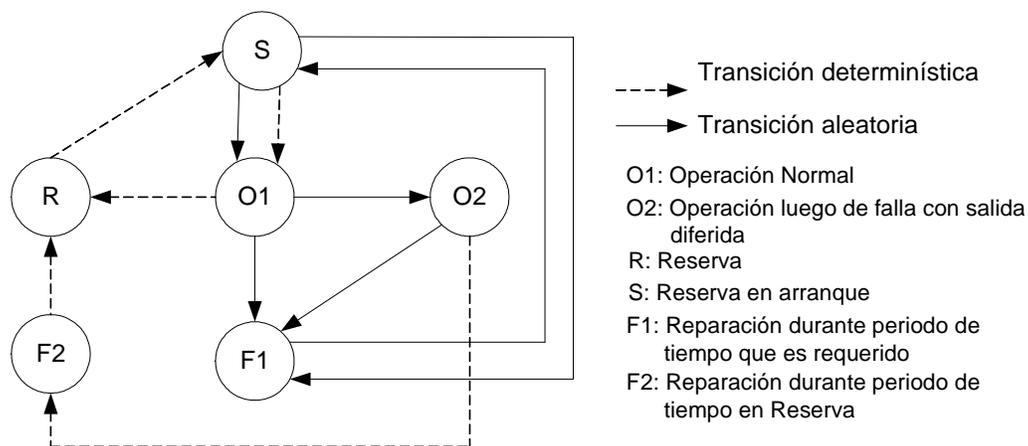


Fig. 2.27: Diagrama de estados del bloque generador

La modelación de los estados **reserva R** y **arranque S** permite la consideración de los tiempos de arranque de los bloques de la reserva.

La reparación puede llevarse a cabo tanto en tiempos en que el bloque es requerido como en tiempos en que no, es por esto que el estado de falla se subdivide en F1 y F2. Esta subdivisión es de especial interés para el cálculo, dado que el sistema requiere reserva para cubrir la demanda cuando el bloque se encuentra en el estado F1.

Un bloque en estado R puede ser requerido en determinado instante según el plan de operación o debido a la falla de otro bloque o a un súbito incremento en la demanda.

Si el arranque es exitoso y el bloque es requerido por el plan de operación, el bloque pasa directamente al estado O1.

Si es requerido en forma imprevista pasa un tiempo igual a su tiempo de arranque en el estado **S** antes de entrar al estado O1.

Con la probabilidad **S** se produce un arranque fallido pasando el bloque al estado F1.

Si el bloque está en el estado O1 y se produce una falla pasa al estado F1 si la falla obliga a la salida de servicio inmediata y al estado O2 si es posible posponer la salida de servicio.

Des estado O2 pasa al estado F2 si la salida de servicio puede posponerse hasta que finaliza el período en que el bloque es requerido.

Luego de una reparación el bloque pasa al estado O1 o al estado R según sea requerido o no por el plan de operación.

Si se desconecta en forma planificada un bloque de la red pasa del estado O1 al estado R.

#### *2.8.4.1.2 Modelación de la demanda*

La modelación de la demanda comprende:

- Descripción de la variación de la demanda en el tiempo a través de la curva de carga.- La curva de carga se representa a través de los valores medios horarios durante el período considerado.
- Descripción de la inseguridad del pronóstico de demanda.- Debido a diversos factores principalmente externos, existen diferencia entre los valores pronosticados y los valores de demanda que realmente se presentan. El análisis de los errores de pronóstico muestra en general que con buena aproximación se trata de valores normalmente distribuidos con valor medio igual a cero y coeficiente de variación alrededor de 5% ( $c = \sigma / \mu$ ).

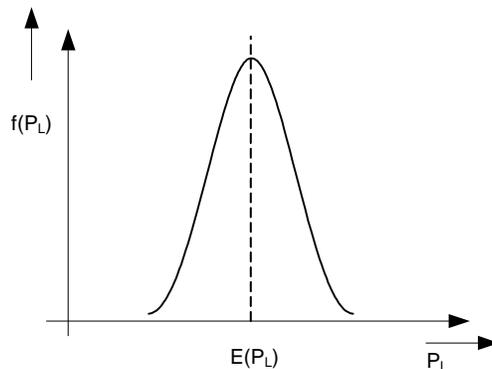


Fig. 2.28: Inseguridad del pronóstico de corto plazo de la demanda

#### 2.8.4.1.3 Modelación de la operación del sistema

Los estudios de confiabilidad en el marco de las tareas de programación de la operación tienen por objetivo verificar si para un programa de operación propuesto se satisface un nivel de confiabilidad predeterminado, o si es necesario realizar ajustes en la cantidad y/o tipo de reserva disponible.

Básicamente el modelo del despacho de carga es el resultado de un algoritmo de optimización, en el que deben incluirse las siguientes restricciones mínimas:

- Porcentaje de indisponibilidad de potencia despachada (reserva rodante) para cada unidad habilitada para participar en la regulación de frecuencia.
- Potencia rotante mínima exigida en el sistema para la tarea de regulación de frecuencia.

Una vez realizados los ajustes al programa de operación para satisfacer el nivel de confiabilidad prefijado (reserva necesaria), queda definida una lista de unidades en reserva parada, las que son ordenadas en función de criterios económicos y de desempeño para ser arrancadas en caso de requerir reserva.

### 2.8.4.2 Procedimiento de cálculo de la reserva necesaria

En el marco de la planificación de corto alcance de la operación de sistemas de generación, para asegurar un nivel de confiabilidad prefijado, se deben calcular:

- La **potencia de reserva total** necesaria en cada instante del período considerado (en general un día)
- La **potencia de reserva de arranque rápido (reserva de minutos)**, que es la parte de la reserva total que debe ser de arranque rápido con la finalidad de cubrir la demanda insatisfecha ante la ocurrencia de una contingencia y hasta el arranque de la reserva lenta.

## 2.8.5 CÁLCULO DE LA RESERVA TOTAL

### 2.8.5.1 Cálculo de las probabilidades de estado de los bloques

Los tiempos en que un bloque es requerido para cubrir la carga son conocidos a través del plan de operación, pudiendo dividirse el espacio de estados en los sectores:

**I: el bloque es requerido para cubrir la demanda**

**II: el bloque no es requerido para cubrir la demanda**

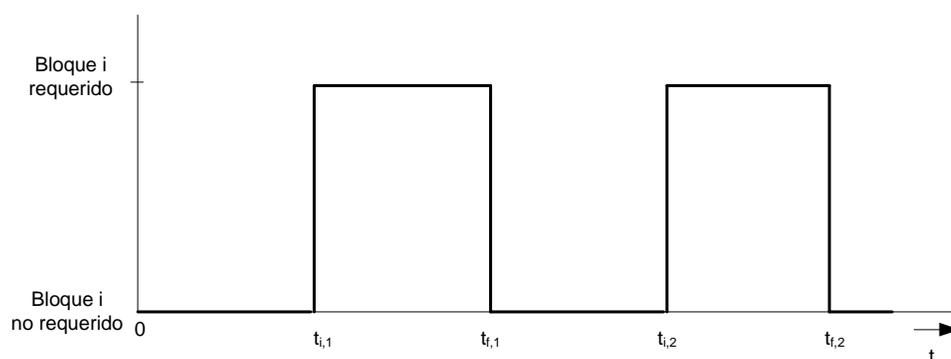


Fig. 2.29: Plan de operación del bloque i

Las transiciones posibles entre los sectores I y II son planificadas y por lo tanto de carácter determinístico, por lo que ambos sectores pueden ser estudiados en forma separada.

El objetivo del cálculo es determinar la probabilidad de que el sistema requiera reserva para satisfacer la demanda que el bloque considerado cubriría en el estado I, caso que se presenta cuando él no está disponible debido a una falla de carácter estocástica. Esa probabilidad está asociada a la permanencia del bloque considerado en el estado F1.

La Figura 2.30 presenta los estados del bloque generador según correspondan a los sectores I y II (Figura 2.29). No es necesario considerar el estado S dado que sólo tiene importancia para el cálculo de la reserva rápida.

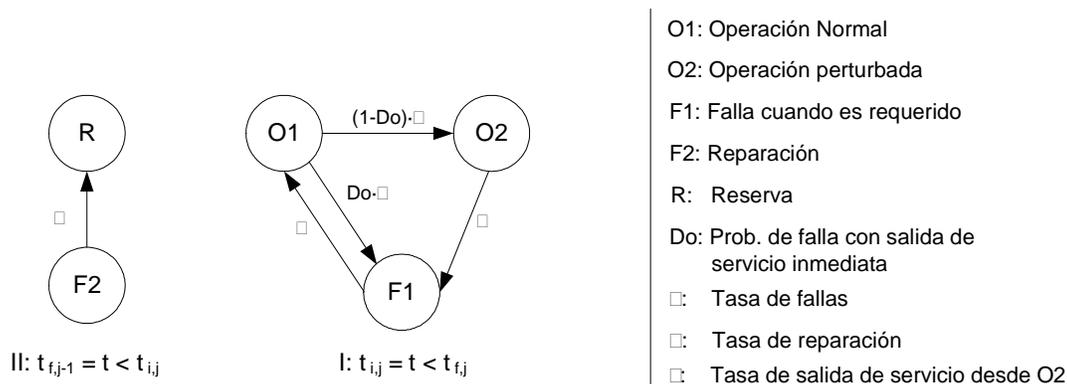


Fig. 2.30: Diagrama de estados del bloque para el cálculo de las probabilidades

Bajo la hipótesis de que las variables  $T_{O1}$ ,  $T_{O2}$  y  $T_F$  son exponencialmente distribuidas, se pueden describir las transiciones entre estados a través de tasas constantes  $\lambda$ ,  $\mu$  y  $\delta$ . Se trata de un proceso markoviano para el que se plantea el sistema de ecuaciones diferenciales lineales, donde para el diagrama I vale:

$$\begin{bmatrix} \frac{d \Pr(O1,t)}{dt} \\ \frac{d \Pr(O2,t)}{dt} \\ \frac{d \Pr(F1,t)}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\lambda & 0 & \mu \\ (1-D_o)\lambda & -\delta & 0 \\ D_o & \delta & -\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Pr(O1,t) \\ \Pr(O2,t) \\ \Pr(F1,t) \end{bmatrix} \quad [2.106]$$

Para resolver este sistema es necesaria además la ecuación

$$\Pr(O1,t) + \Pr(O2,t) + \Pr(F1,t) = 1 \quad [2.107]$$

Las condiciones iniciales en el instante del arranque se calculan a partir de los valores finales de las probabilidades de los estados del período de reserva precedente y de la probabilidad de falla en el arranque s.

Dado que un bloque antes de la desconexión se encontraba en el estado O2 sólo se pondrá en marcha si la falla fue reparada, vale para el instante del arranque que:

$$\Pr(O2,t_{i,j}) = 0 \quad [2.108]$$

Las restantes condiciones iniciales son:

$$\Pr(O1,t_{i,j}) = (1-s) \Pr(R,t_{i,j}) \quad [2.109]$$

$$\Pr(F1,t_{i,j}) = \Pr(F2,t_{i,j}) + s \Pr(R,t_{i,j}) = 1 - \Pr(O1,t_{i,j}) \quad [2.110]$$

Para un bloque que ya se encuentra en operación en  $t = 0$  se tienen las condiciones iniciales

$$\Pr(O1,t = 0) = 1 \quad [2.111]$$

$$\Pr(F1,t = 0) = 0 \quad [2.112]$$

Resolviendo el sistema (2.106) con ayuda de la transformación de Laplace se obtienen las probabilidades buscadas en función del tiempo, donde en particular interesa la probabilidad de que el bloque se encuentre en el estado F1.

$$\Pr(F1, \tau) = \frac{e^{S_1 \tau}}{S_1 - S_2} \left[ (S_1 + \lambda) \Pr(F1, \tau = 0) + (O1, \tau = 0)(D_o \lambda - \delta) + \delta + \frac{\delta \lambda}{S_1} \right] - \frac{e^{S_2 \tau}}{S_1 - S_2} \left[ (S_2 + \lambda) \Pr(F1, \tau = 0) + (O1, \tau = 0)(D_o \lambda - \delta) + \delta + \frac{\delta \lambda}{S_2} \right] + \frac{\delta \lambda}{S_1 S_2}$$

[2.113]

Donde  $\tau = t - t_{i,j}$

$$S_{1,2} = -\frac{a}{2} \pm \sqrt{\frac{a^2}{4} - b} ; a^2 > 4b \quad \text{con} \quad \begin{array}{l} a = \lambda + \mu + \delta \\ b = \mu\delta + \mu\lambda(1 - D_o) + \lambda\delta \end{array}$$

La ecuación (2.113) contiene dos términos exponenciales y uno constante correspondiente al valor estacionario. Se trata de una ecuación de la forma

$$\Pr(F1, \tau) = C_0 + C_1 e^{S_1 \tau} + C_2 e^{S_2 \tau} \quad [2.114]$$

Con el valor estacionario  $C_0 = \frac{\lambda}{\mu + \lambda + (1 - D_o)\mu\lambda / \delta}$

El diagrama II contiene sólo la transición F2 → R, y que fallas durante el período de reserva no son posibles.

Durante la permanencia en el estado F2 el sistema no necesita reserva ya que el bloque no es requerido para cubrir la demanda, pero el cálculo de las probabilidades es necesario para determinar las condiciones iniciales del período de operación posterior.

El sistema de ecuaciones correspondiente es:

$$\begin{bmatrix} \frac{d \Pr(R,t)}{dt} \\ \frac{d \Pr(F2,t)}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\mu \\ 0 & -\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Pr(R,t) \\ \Pr(F2,t) \end{bmatrix} \quad [2.115]$$

$$\Pr(R, t) + \Pr(F2, t) = 1 \quad [2.116]$$

Las condiciones iniciales para el instante de la desconexión planificada  $t_{f,j}$  son:

$$\Pr(R, t_{f,j}) = \Pr(O1, t_{f,j}) \quad [2.117]$$

$$\Pr(F2, t_{f,j}) = \Pr(O2, t_{f,j}) + \Pr(F1, t_{f,j})1 - \Pr(R, t_{f,j}) \quad [2.118]$$

Para un bloque que se halle en  $t = 0$  se tienen las siguientes condiciones iniciales

$$\Pr(R, t = 0) = 1 \quad [2.119]$$

$$\Pr(F2, t = 0) = 1 \quad [2.120]$$

La solución del sistema planteado es (con  $\tau = t - t_{f,j}$ ):

$$\Pr(R, \tau) = 1 - [1 - \Pr(R, \tau = 0)]e^{-\mu\tau} \quad [2.121]$$

$$\Pr(F2, \tau) = \Pr(F2, \tau = 0)e^{-\mu\tau} = 1 - \Pr(R, \tau) \quad [2.122]$$

La probabilidad resultante es función del tiempo transcurrido a partir del instante en que se realiza el cálculo (donde el estado del componente es conocido), y del régimen de operación al que esta sometido el generador (diagrama de operación hora a hora).

La Figura 2.31 muestra la distribución de probabilidad de que un bloque generador se encuentre en el estado F1 correspondiente a 4 bloques con distinta modalidad de operación, destacándose los siguientes aspectos:

- Para un bloque de base (no sometido a arranques y paradas periódicos) la distribución responde a una función exponencial;
- En estudios de confiabilidad de corto plazo no es válida la utilización de la probabilidad estacionaria, dado que durante una parte importante dentro del período considerado (hasta aprox. 72 hs.) la probabilidad real es considerablemente inferior al valor estacionario;
- En el caso de generadores de semibase y punta, tiene influencia considerable la probabilidad de que si el componente falla sea separado durante el período en que no es requerido, y la probabilidad de falla en el arranque (s en la figura

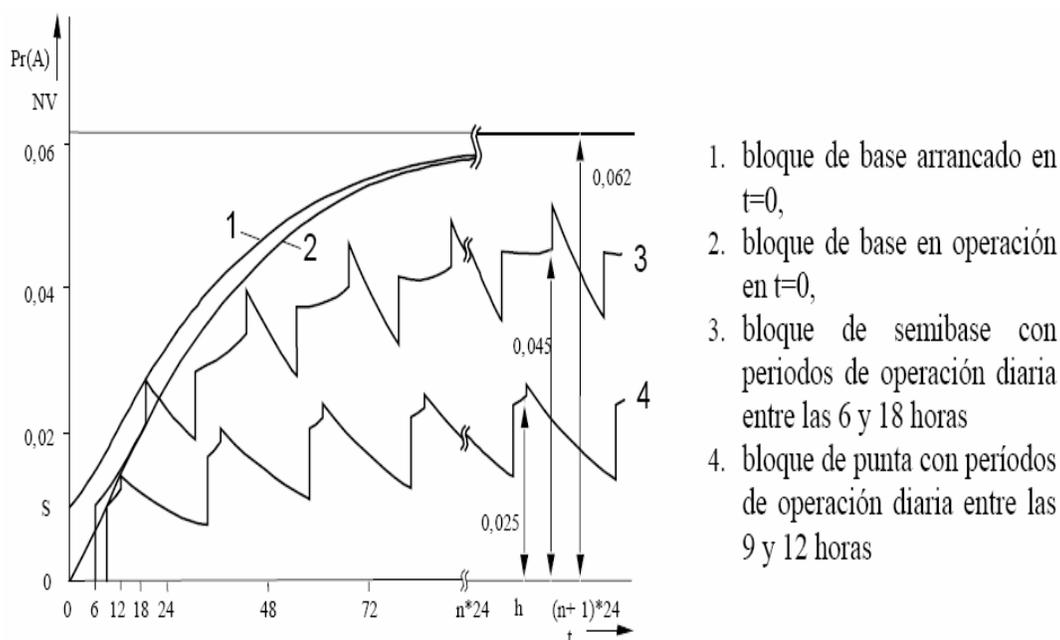


Fig. 2.31: Distribución de probabilidad de que un bloque generador se encuentre en el estado de falla F1.

### 2.8.5.2 Cálculo de la distribución de probabilidad de la potencia fuera de servicio por falla

Para el cálculo de la reserva se utiliza la distribución de probabilidad de la potencia fuera de servicio por falla (o función acumulativa de la probabilidad de falla)  $F_F(P)$ .

Para obtener la función  $F_F(P)$  se emplea un algoritmo recursivo sobre la base de la función de probabilidad  $f_j(P)$  de la potencia fuera de servicio de cada bloque  $j$ .

Con la probabilidad  $\text{Pr}_j(F1)$  la potencia fuera de servicio es igual a la potencia nominal del bloque y con la probabilidad  $1 - \text{Pr}_j(F1)$  el bloque se encuentra disponible de modo que la potencia fuera de servicio es igual a cero.

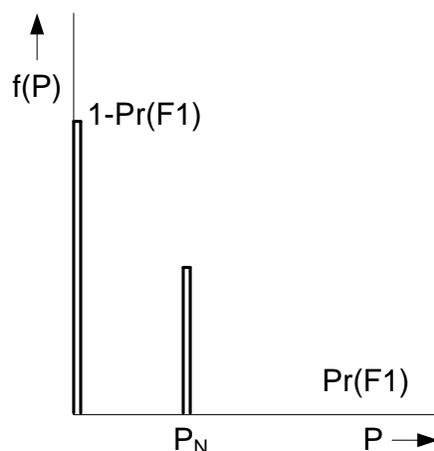


Fig. 2.32: Función de probabilidad de la potencia fuera de servicio de un bloque generador

El procedimiento recursivo para calcular  $F_F(P) = \text{Pr}(P_F > P)$  consiste en lo siguiente:

- Se supone en principio que el sistema está formado por un solo bloque, en cuyo caso la función acumulativa es la indicada en la Figura 2.32. El

supraíndice (1) se ha utilizado para indicar que se trata del sistema con sólo un bloque.

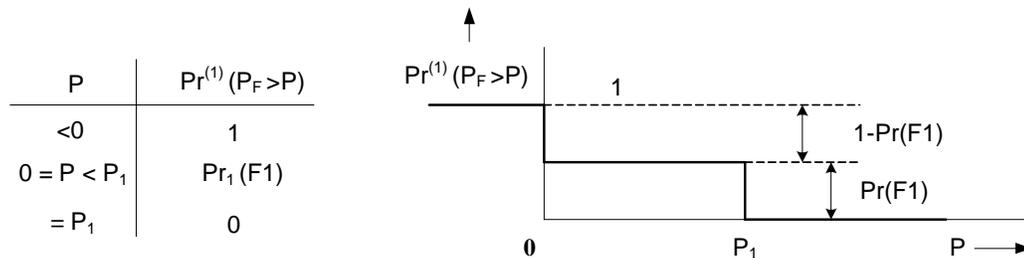


Fig. 2.33: Distribución de probabilidad de falla del bloque 1

- Agregando ahora el bloque 2 con potencia P2 se tendrá un sistema compuesto por dos bloques para el que vale

$$\Pr^{(2)}(P_F > P) = \Pr^{(2)}(P_F > P / \text{bloque 2 disponible})[1 - \Pr_2(F1)] + \Pr^{(2)}(P_F > P / \text{bloque 2 en falla}) \cdot \Pr_2(F1) \quad [2.123]$$

Las probabilidades condicionales de la ecuación (2. 123) valen

$$\Pr^{(2)}(P_F > P / \text{bloque 2 disponible}) = \Pr^{(1)}(P_F > P) \quad [2.124]$$

$$\Pr^{(2)}(P_F > P / \text{bloque 2 en falla}) = \Pr^{(1)}(P_F + P_2 > P) = \Pr^{(1)}(P_F > P - P_2)$$

[2.125]

Reemplazando en (2.123) se obtiene

$$\Pr^{(2)}(P_F > P) = \Pr^{(1)}(P_F > P)[1 - \Pr_2(F1)] + \Pr^{(1)}(P_F > P - P_2) \Pr_2(F1) \quad [2.126]$$

- En la misma forma se continua añadiendo un bloque por vez utilizando la expresión general (2.127), resultando luego de haber considerado los

n bloques del sistema la distribución de probabilidad de la potencia fuera de servicio por falla (2.128)

$$\Pr^{(j+1)}(P_F > P) = \Pr^{(j)}(P_F > P)[1 - \Pr_{(j+1)}(F1)] + \Pr^{(j)}(P_F > P - P_{j+1})\Pr_{(j+1)}(F1) \quad [2.127]$$

$$F_F(P) = \Pr(P_F > P) = \Pr^{(n)}(P_F > P) \quad [2.128]$$

Las desviaciones de la demanda respecto del valor pronosticado se pueden considerar a través de un bloque ficticio con la función de probabilidad de la potencia fuera de servicio  $f_L(P)$  que se muestra en la Figura 2.34.

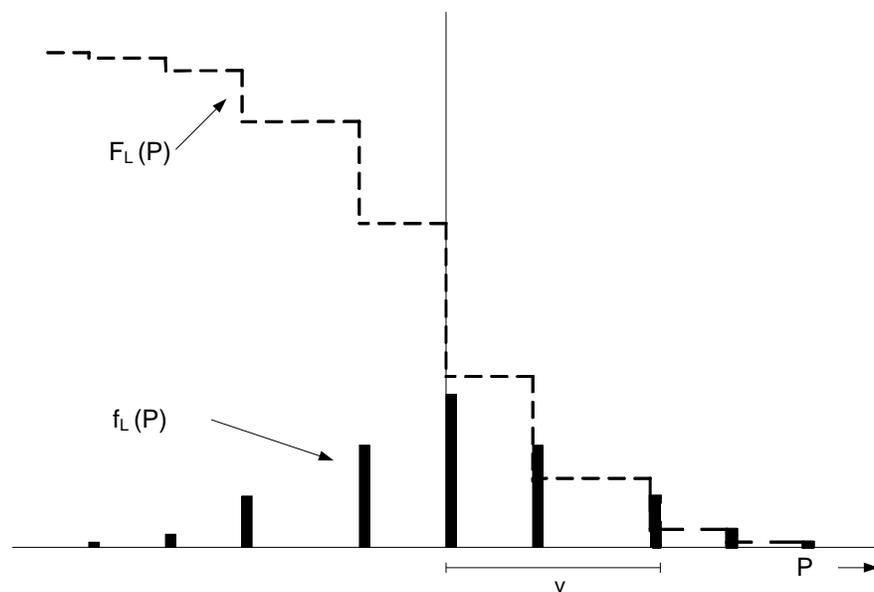


Fig. 2.34: Función para representar la inseguridad del pronóstico de demanda

Una potencia fuera de servicio positiva significa que la demanda real es superior a la pronosticada mientras una negativa significa una demanda real menor que la prevista.

En el último caso la potencia en exceso prevista por el plan de operación actúa como reserva disminuyendo el requerimiento correspondiente.

Debido a su comportamiento con varios estados posibles el bloque ficticio que representa la inseguridad del pronóstico de demanda se considera en primer término para el cálculo.

En la determinación de la reserva necesaria con ayuda de la distribución de probabilidad de la potencia fuera de servicio por falla pueden presentares los siguientes casos:

- *La reserva existente en el sistema  $P_{Re}$  permite alcanzar el nivel de confiabilidad deseado.*- Luego de considerar los  $n$  bloques previstos en el plan de operación y  $r$  de los  $m$  bloques de reserva, la probabilidad de déficit de potencia  $Pr_{n+r}(D)$  resulta menor que el valor máximo establecido por el nivel  $Pr_L$ . La abscisa correspondiente a la intersección de la curva  $F_F(P)$  con la recta  $Pr_L = cte.$  da la reserva necesaria. De la potencia  $P_{Rr}$  del bloque  $r$  se requiere la parte  $P'_r$  para alcanzar la confiabilidad deseada.

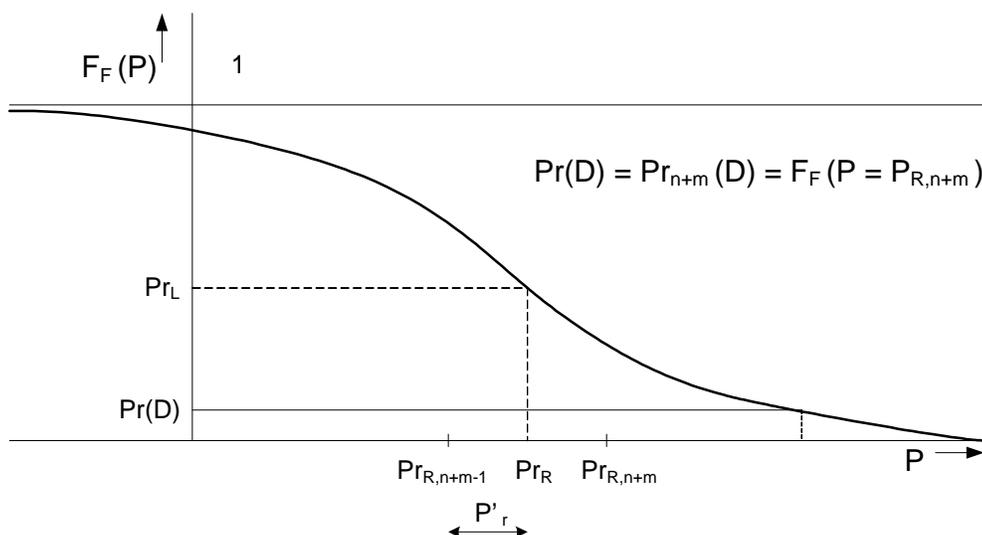


Fig. 2.35: Determinación de la reserva necesaria a partir de  $F_F(P)$

- *La reserva existente en el sistema no es suficiente para alcanzar el nivel de confiabilidad deseado.*- Aún luego de la consideración de todos los

$(n+m)$  bloques no se puede alcanzar el nivel de confiabilidad  $Pr_L$ . La potencia de reserva faltante  $\Delta P_R$  se puede determinar como sigue:

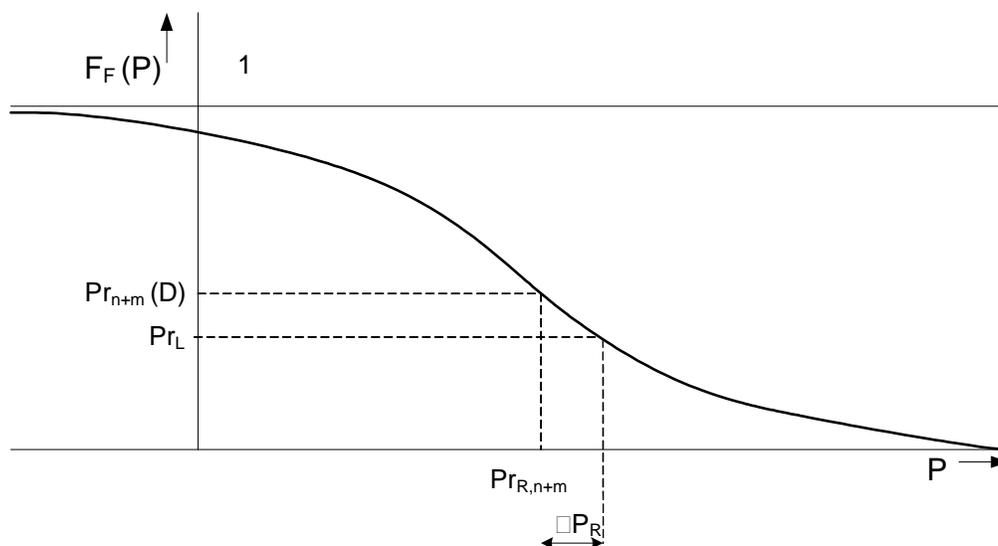


Fig. 2.36: Determinación de la potencia de reserva faltante

### 2.8.5.3 Cálculo de la reserva rápida

El objetivo de la reserva rápida (tiempos de arranque de pocos minutos), es cubrir la demanda durante el tiempo de arranque de los bloques que componen la reserva lenta.

En principio podría calcularse la reserva rápida partiendo de las probabilidades de que los bloques de la reserva lenta se encuentren en el estado de arranque **S**.

Si bien estas probabilidades pueden obtenerse, no sería posible utilizar el procedimiento presentado en 2.8.5.2., ya que en este caso no está asegurada la independencia de los bloques, pues un bloque sólo irá al estado **S** si se produce alguna contingencia que implique la necesidad de reserva.

Por esta última razón se tratará un procedimiento de enumeración para calcular el requerimiento de reserva rápida.

#### 2.8.5.4 Cálculo de las probabilidades de estado de los bloques

Con el objeto de limitar el esfuerzo de cálculo se asume un valor medio –  $T_a$  – para el tiempo de arranque de los bloques de la reserva lenta.

Como se ilustra en la Figura 2.37, en el sistema se requiere reserva rápida en un instante  $T$  para cubrir la demanda ante la falla de un bloque generador, sólo si no hay tiempo suficiente para el arranque de las unidades de reserva lenta.

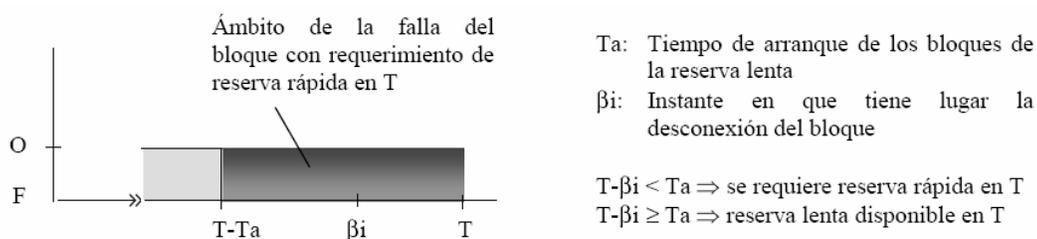


Fig. 2.37: Tipo de reserva requerida en un instante  $T$  ante la falla de un bloque

La probabilidad de que en un instante  $T$  se requiera reserva rápida ante la falla de un bloque generador  $x$  –  $\Pr(MR_x, T)$  –, corresponde a una parte de la probabilidad de que el bloque se encuentre en el estado  $F1$  –  $\Pr(F1, T)_x$  –.

El cálculo de  $\Pr(MR_x, T)$  debe considerar las siguientes componentes para cada instante  $\beta_i$  del intervalo  $(T - T_a, T)$ :

$\Pr(1) \beta_i$ : Probabilidad de falla del bloque en  $\beta_i$  con salida de servicio inmediata, sin que la reparación pueda culminarse antes del instante  $T$  analizado.

$\Pr(2) \beta_i$ : Probabilidad de falla del bloque en el intervalo  $(T - T_a, T)$  con salida de servicio posponible hasta el instante  $\beta_i$ , sin que la reparación pueda culminarse antes del instante  $T$  analizado.

$Pr(3) \beta_i$ : Probabilidad de falla en el arranque en  $\beta_i$ , sin que la reparación pueda culminarse antes del instante  $T$  analizado.

Para el cálculo de estas probabilidades parciales (para cada bloque generador  $x$  en operación) se discretiza el intervalo de tiempo  $(T-T_a, T)$  en  $n = T_a/\Delta T$  subintervalos (en general  $\Delta T = 0,5$  hs.), tal como se ilustra en la Figura 2.38.

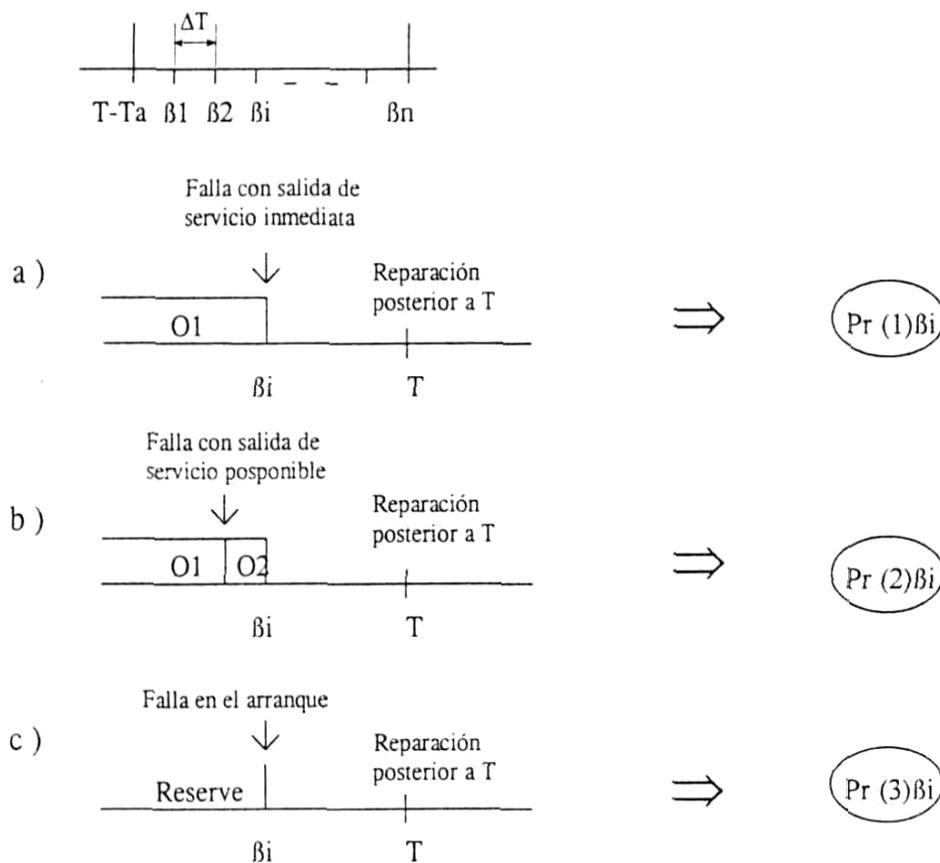


Fig. 2.38: Cálculo de la probabilidad de falla con requerimiento de reserva rápida

Bajo las hipótesis de que en el intervalo  $(T-T_a, T)$ , no se produce más de una salida forzada del bloque se obtiene

$$\Pr(1)\beta_i = \Pr(O1, \beta_i) * \lambda \Delta T * D_0 * e^{-\mu(T-\beta_i)} \quad [2.129]$$

$$\Pr(2)\beta_i = \Pr(O1, \beta_i) * \lambda \Delta T * \frac{(1-D_0)\delta}{\delta-\mu} [1 - e^{-(\delta-\mu)(T-\beta_i)}] * e^{-\mu(T-\beta_i)} \quad [2.130]$$

$$\Pr(3)\beta_i = \Pr(O1, \beta_i) * \frac{s}{1-s} * e^{-\mu(T-\beta_i)} \quad [2.131]$$

La probabilidad de requerirse reserva rápida en el sistema en el instante T para cubrir la demanda del bloque x fuera de servicio desde  $\beta_i$ , resulta:

$$\Pr(MR_x, \beta_i) = \sum_{k=1}^3 \Pr(k)\beta_i \quad [2.132]$$

Y la probabilidad total de requerirse reserva rápida en T ante la falla del mismo bloque en cualquier instante del intervalo (T-Ta, T) es:

$$\Pr(MR_x, T) = \sum_{i=1}^n \Pr(MR_x, \beta_i) \quad [2.133]$$

Con ello el comportamiento estocástico del bloque generador resulta modelado a través de las probabilidades:

$\Pr(F1_x, T)$ : Probabilidad de que el bloque x se encuentre fuera de servicio en el instante T y el sistema requiera reserva para cubrir la demanda.

$\Pr(MR_x, T)$ : Probabilidad de que la reserva requerida en T en el sistema ante la falla del bloque x sea de arranque rápido.

Bajo la hipótesis de que el bloque presenta solo dos estados posibles desde el punto de vista de su potencia disponible ( $P_{Nx}, 0$ ), puede construirse la función de probabilidad de que sea requerida una potencia de reserva igual a  $P_{Nx}$ .

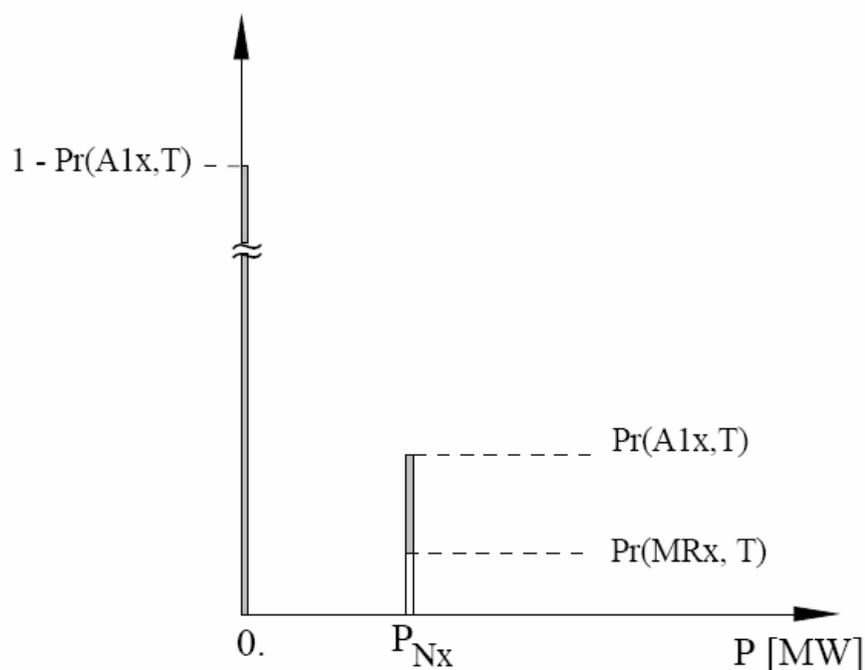


Fig. 2.39: Modelo del comportamiento estocástico del bloque generador x.

### 2.8.5.5 Cálculo del requerimiento de reserva rápida total

La determinación de la reserva rápida necesaria para satisfacer un nivel de confiabilidad se realiza a partir del cálculo de la distribución de probabilidad de la potencia total fuera de servicio con requerimiento de reserva rápida  $-F_R(P)$ .

Esta distribución puede calcular con el mismo procedimiento recursivo presentado para la reserva total, utilizando las probabilidades  $Pr(MR_x, T)$  en lugar de las  $Pr(F1, T)$ .

## 2.8.6 RESULTADOS DEL CÁLCULO

De las curvas correspondientes a las distribuciones de probabilidad de la potencia total fuera de servicio y de la potencia fuera de servicio con

requerimiento de reserva rápida se pueden obtener, para valores dados de reserva existente, las probabilidades de déficit por insuficiente reserva total  $\Pr(D_T)$  o por insuficiente reserva rápida  $\Pr(D_R)$ .

Dado que estos eventos no se excluyen mutuamente, la probabilidad total de déficit se obtiene como:

$$\Pr(D) = \Pr(D_R) + \Pr(D_T) - \Pr(D_R) * \Pr(D_T) \quad [2.173]$$

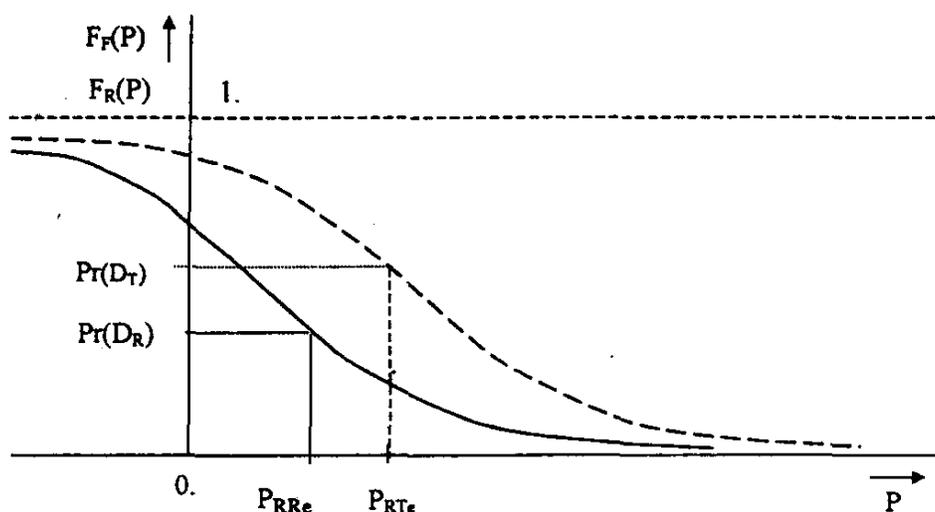


Fig. 2.40: Distribuciones de probabilidad de la potencia fuera de servicio y del requerimiento de reserva rápida

Utilizando estas distribuciones para calcular la reserva necesaria a partir de un nivel de confiabilidad prefijado  $\Pr_L$  (Fig. 2.36), el resultado del cálculo de reserva es la curva que da el requerimiento de reserva total y rápida en función del tiempo para el período estudiado.

La Figura 2.41 muestra un ejemplo de los resultados para los días 1 y 10 a partir del momento  $t = 0$ . Debido a las variaciones cíclicas de la demanda y a la dependencia del tiempo de las probabilidades de estado de los bloques, la reserva necesaria es también dependiente del tiempo.

El resultado para el primer día (transitorio) indica la reserva necesaria para la operación diaria.

La principal información que contiene este resultado para el despacho es la reserva rotante necesaria que se puede determinar como la reserva rápida necesaria menos la reserva disponible en bloques de arranque rápido (hidráulicos o turbinas a gas).

El resultado para el décimo día (estacionario) indica la reserva que sería necesario instalar para alcanzar el nivel de confiabilidad deseado.

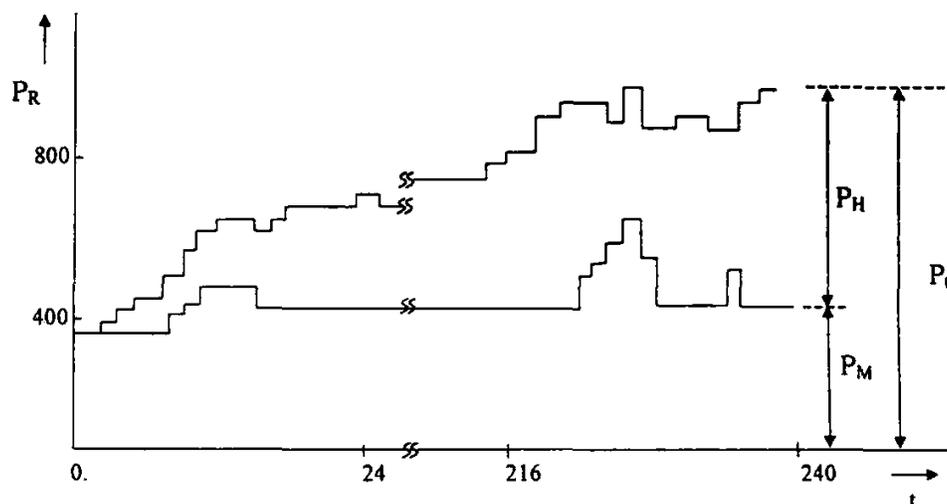


Fig. 2.41: Resultado del cálculo de reserva en la programación de la operación de corto alcance

## CAPÍTULO III

### METODOLOGÍA

#### 3.1 CONSIDERACIONES GENERALES.

En el presente capítulo se explica la metodología utilizada para la determinación de la base de datos estadística así como también las consideraciones aplicadas en la misma. Además se expone la modelación matemática utilizada para representar el comportamiento probabilístico de los bloques de generación a más del algoritmo matemático utilizado en el proceso de análisis de confiabilidad del sistema.

En la modelación de los bloques de generación se han considerado las siguientes hipótesis simplificadoras:

- El comportamiento de cada bloque generador es independiente del comportamiento del resto de bloques del sistema.
- Desde el punto de vista de la potencia disponible se supone un modelo de dos estados: si el bloque esta disponible puede entregar hasta su potencia nominal, si no está disponible su potencia es cero.
- La velocidad de variación de la carga se considera ilimitada, de modo que la reserva rotante es inmediatamente disponible.

En la Figura 3.1 se presenta el modelo completo de los posibles estados en que puede encontrarse un bloque generador, considerando tanto las transiciones de carácter determinístico como las de carácter estocástico.

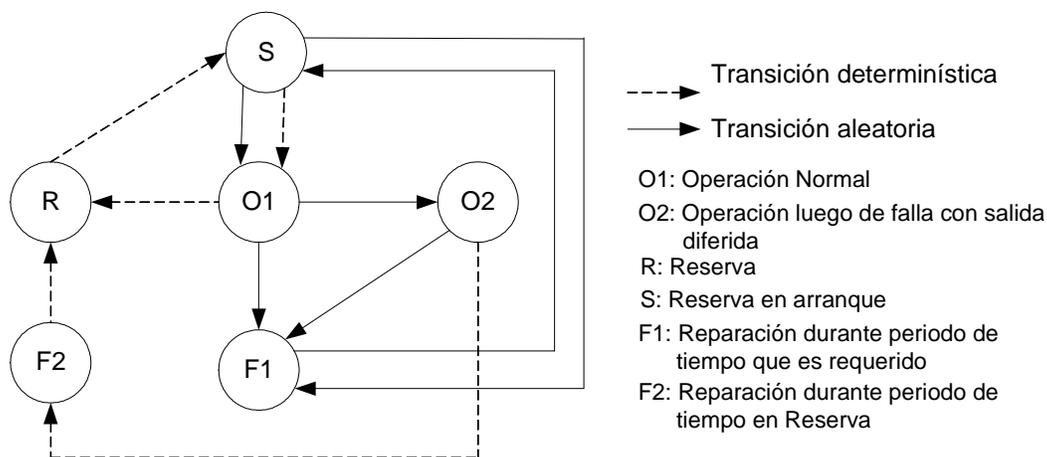


Fig. 3.1: Diagrama de estados del bloque generador

Este estudio se encuentra enfocado al cálculo de la reserva total para los escenarios de demanda mínima, media y máxima. No se ha realizado el cálculo de la reserva rápida por no poseer la información necesaria para determinar una base estadística de la tasa de tiempos del estado O2 definido como el estado de operación luego de falla con salida diferida y de la tasa de fallas en los arranque ya sea de los generadores de reserva lenta o rápida. Debiendo asumir una tasa de falla en el arranque general para las unidades, de acuerdo a la criterios recogidos de la experiencia adquirida en la operación del sistema.

## 3.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

### 3.2.1 CONSIDERACIONES PARTICULARES.

Para la determinación de la base de datos se han considerado tres estados en los que se puede encontrar un bloque de generación:

- Disponible: Se considera disponible al bloque de generación, cuando se encuentra en la capacidad de entregar potencia al sistema diferente o mayor a 0 MW.

- Falla: Se considera al bloque de generación en estado de falla, a los intervalos de tiempo en los cuales no se encuentra en capacidad de entregar potencia ni energía al sistema.
- Mantenimiento: Se considera los estados de mantenimiento a los intervalos de tiempo determinados en el plan de mantenimiento de cada unidad.

De estos tres estados se desprenden los criterios en los que fueron determinados los parámetros de la función de distribución de probabilidad de cada bloque de generación.

La base cronológica que se maneja solo es de cuatro años, debido a que fue recopilada en su totalidad para este estudio y al final del proceso no se tenían a disposición los datos completos del 2005.

### 3.2.2 DEFINICIÓN DE LAS CAUSAS DE FALLA Y MANTENIMIENTOS EN LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN.

Para realizar el levantamiento de una base de datos cronológica, se utiliza la clasificación de causas de fallas y mantenimientos, para el sistema de generación, publicado por la Dirección de Operación (D.O.P) del CENACE, en el documento “Procedimiento de Índices de Confiabilidad”, así como también las bitácoras diarias de operación del sistema, con los siguientes criterios:

#### 3.2.2.1 Clasificación de Fallas por su causa

Tabla 3.1. Clasificación De Fallas Por Causa

CLASIFICACIÓN ACTUAL AGENTE	NORMAS: CIER
<b>EXTERNO AL SISTEMA</b>  Fenómenos naturales y ambientales Externo al sistema	<b>EXTERNO AL SISTEMA</b>  <u>Condiciones Climáticas</u>  Descarga atmosférica Lluvia

	<p>Nieve o Granizo  Viento fuerte  Neblina  Calor solar</p> <p><u>Medio Ambiente</u></p> <p>Contaminación  Vibración o choque mecánico  Deslizamiento de tierra  Inundación  Terremoto  Materiales llevados por el viento  Animales  Incendio  Vegetación</p> <p><u>Terceros</u></p> <p>Daño o interferencia accidental por trabajos de otras empresas o sus contratistas  Choque de vehículos o aeronaves  Daños o interferencia accidental por terceros identificados  Daños o interferencia accidental por terceros no identificados.</p>
<p><b>FALLA HUMANA</b></p>	<p><b>FALLA HUMANA</b></p> <p>Interferencia accidental (pruebas, contactos, daños) por personal de la empresa o contratista de la misma.  Errores de operación (maniobra indebida, cierre fuera de sincronismo, errores de cálculos de ajustes, etc., incluyendo operación para atender mantenimiento)  Defectos, fallas o mantenimiento inadecuado de líneas o equipamiento (errores de cableado / conexión, errores de ajuste y direccionalidad de transformadores de medida / protección, errores de relación, errores de calibración y aplicación de ajustes de protecciones, etc.)  Circuito incorrectamente identificado  Maniobras sin tensión, por seguridad, o característica restrictiva del equipamiento, partida.</p>

<p><b>INTERNO AL SISTEMA</b></p>	<p><b>INTERNO AL SISTEMA</b></p> <p>Instalación o Construcción deficiente</p> <p>Protección, medición y supervisión (operación inadecuada, falla de equipamiento, ruidos, armónicas, etc.)</p> <p>Equipamientos materiales y accesorios (deterioros del equipamiento por envejecimiento - desgaste - exceso de uso, fallas, defectos, explosiones, roturas, caídas, etc.)</p> <p>Problemas en circuitos de corrientes alterna y corriente continua (fortuitos, fusible quemado, bajo voltaje, cortocircuito en secundario de CA, etc.)</p> <p>Condiciones anormales de operación (sobrecarga, rechazo de carga, oscilaciones de potencia, falta de tensión, etc.)</p>
<p><b>AGENTES DEL MEM</b></p>	<p><b>AGENTES DEL MEM</b></p> <p>Falla en sistemas de alimentación externos a la empresa</p> <p>Falla en la generación</p> <p>Falla en transmisión</p> <p>Falla en equipamiento / instalaciones de distribuidores, consumidores o de otro concesionario.</p> <p>Desconexión deliberada (manual o automática) debido a problemas de generación</p> <p>Fallas en otros sistemas (diferente del que está siendo considerado).</p> <p>Error de operación en equipamientos / instalaciones de consumidores o de otro concesionario</p>
<p><b>OTROS</b></p>	<p><b>OTROS</b></p> <p>No clasificadas</p> <p>No determinadas</p> <p>Falta de combustible</p> <p>Falta de personal</p>

De las causas de falla citadas en la tabla 3.1 no han sido consideradas como tales:

- Falta de combustible
- Falta de personal en la central

Debido a que en algunos casos estos eventos no se encontraban registrados en las bitácoras diarias suministradas por la D.O.P.

### 3.2.2.2 Clasificación de los mantenimientos.

De la misma manera se adopta los siguientes criterios de clasificación de los mantenimientos para el sistema de generación.

Tabla 3.2. Clasificación de Mantenimientos

CAUSA
PROGRAMADO O PREVENTIVO
CORRECTIVO O EMERGENTE

Se cataloga de manera unilateral ciertos mantenimientos emergentes como eventos de falla. Entre estos están:

- Rotura de válvulas en generadores térmicos.

### 3.2.3 ESTRUCTURA DE LOS DATOS INICIALES A SER ANALIZADOS.

Para el levantamiento estadístico de los tiempos de fallas se ha hecho necesario utilizar la información almacenada en los reportes de las bitácoras diarias de operación del Sistema Nacional Interconectado, suministradas por el Dirección de Operación del CENACE, las cuales poseen las siguientes características:

- Descripción de entrada y salida de unidades de generación debido al despacho programado los cuales son además especificadas en horas y minutos.
- Descripción de salida de unidades de generación causada por fallas en horas y minutos.
- Descripción de salida e Ingreso de unidades de generación debido a mantenimientos programados en horas y minutos.

- Descripción de salida e Ingreso de unidades de generación debido a mantenimientos emergentes en horas y minutos.

Se debe recalcar que estos acontecimientos se encuentran reportados en horas y minutos, además difieren los criterios de toma de datos de operador a operador.

Con esta información se elaboró una base de datos de cuatro años desde el 2001 hasta el 2004, para cada central de generación, para el análisis del tipo de distribución de los tiempos de falla, operación y mantenimiento con las siguientes características:

- Debido a que las bitácoras de operación se entregan como un reporte diario, se ha realizado un levantamiento de igual manera diario con definición de los rangos de tiempo en horas y minutos de los sucesos definidos en los tres estado: disponibilidad, falla y mantenimientos programados.
- Se estableció el número de veces que se realizaba una transición de estado.
- Con los datos diarios se realizó un agrupamiento mensual y luego anual desde el 2001 hasta el 2004.
- Al tener la base de los cuatro años completa se realizó una agrupación total, de manera de facilitar el análisis del tipo de distribución de los datos obtenidos.

### **3.3 METODOLOGÍA PARA LA OBTENCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS FUNCIONES DE DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD.**

Para realizar un análisis de confiabilidad a través de los procesos markovianos es preciso que las funciones de distribución de probabilidad sean de tipo exponencial. Para la obtención de la base de datos se ha realizado para cada

unidad de generación, un análisis para establecer un comportamiento que se ajuste a una distribución de probabilidad de tipo exponencial.

A continuación se toma como ejemplo la unidad 4 de la Central Hidroeléctrica Paute, para explicar como se procedió al análisis:

Tabla 3.3 Tiempos de disponibilidad y falla de la unidad 4 de la Central Hidroeléctrica Paute.

MES	PAUTE-AB4	
	Disponibilidad	Falla
	Horas	Horas
2001-01	734	0
2001-02	672	0
2001-03	640.7508333	0
2001-04	711.25	0
2001-05	744	0
2001-06	716	4
2001-07	711.85	0
2001-08	574.135	0
2001-09	673.0002778	0
2001-10	744	0
2001-11	702.6666667	0
2001-12	744	0
2002-01	734.1666667	0
2002-02	672	0
2002-03	689.0336111	0
2002-04	720	0
2002-05	733.7666667	0
2002-06	705.5166667	0
2002-07	744	0
2002-08	539.2686111	0

MES	PAUTE-AB4	
	Disponibilidad	Falla
	Horas	Horas
2002-09	720	0
2002-10	735.0666667	0
2002-11	712.3833333	0.083333
2002-12	734.3	0
2003-01	739.0833333	0
2003-02	626.2166667	0
2003-03	735.5333333	0
2003-04	702.0166667	0
2003-05	744	0
2003-06	711.55	0
2003-07	607.5013889	0
2003-08	674.5005556	0
2003-09	720	0
2003-10	734.65	0
2003-11	720	0
2003-12	723.45	0
2004-01	646.2175	0
2004-02	696	0
2004-03	735.9	0
2004-04	719.5833333	0
2004-05	735.7	0
2004-06	720	0
2004-07	537.4186111	0
2004-08	744	0
2004-09	711.3833333	0.083333
2004-10	744	0
2004-11	711.45	0.533333
2004-12	744	0

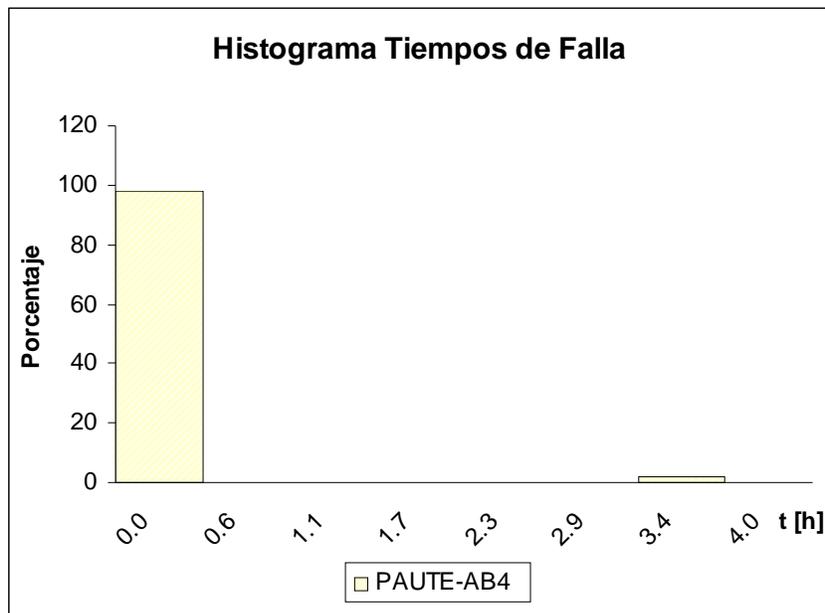


Figura 3.2. Histograma de Tiempos de Falla

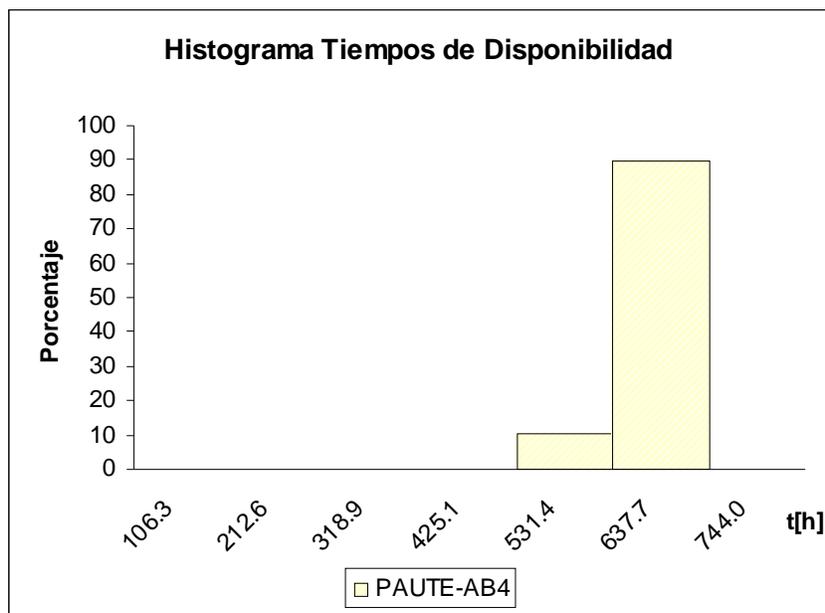


Figura 3.3. Histograma de Tiempos de Disponibilidad

Los parámetros de las funciones de probabilidad de tipo exponencial  $\lambda$  y  $\mu$  son calculadas aplicando las ecuaciones 2.14 y 2.21.

De esta manera se han calculado para cada unidad los parámetros de las funciones de distribución y que son mostrados en el anexo 1.

### **3.4 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO PROBABILÍSTICO EN EL TIEMPO DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN.**

#### **3.4.1 CONSIDERACIONES PARTICULARES.**

Para estudiar el comportamiento probabilístico en el tiempo de los bloques de generación es necesario establecer cual es su disposición de acuerdo al plan de operación del sistema. En el presente estudio se maneja planes de operación divididos en intervalos de una hora, con lo cual el análisis de confiabilidad se realizará bajo el mismo criterio. Considerando lo expuesto se presentan las hipótesis asumidas en el modelo de operación.

El plan de operación es básicamente un modelo de despacho de carga, resultado de un algoritmo de optimización desde el punto de vista económico, en el que deben incluirse las siguientes restricciones mínimas:

- Porcentaje de indisponibilidad de potencia despachada (reserva rodante) para cada unidad habilitada para participar en la regulación de frecuencia.
- Potencia rotante mínima exigida en el sistema para la tarea de regulación de frecuencia.

Debido a que son conocidos los tiempos en que un bloque es requerido para cubrir la carga a través del plan de operación, el espacio de estados puede dividirse en los sectores:

- I: el bloque es requerido para cubrir la demanda**  
**II: el bloque no es requerido para cubrir la demanda**

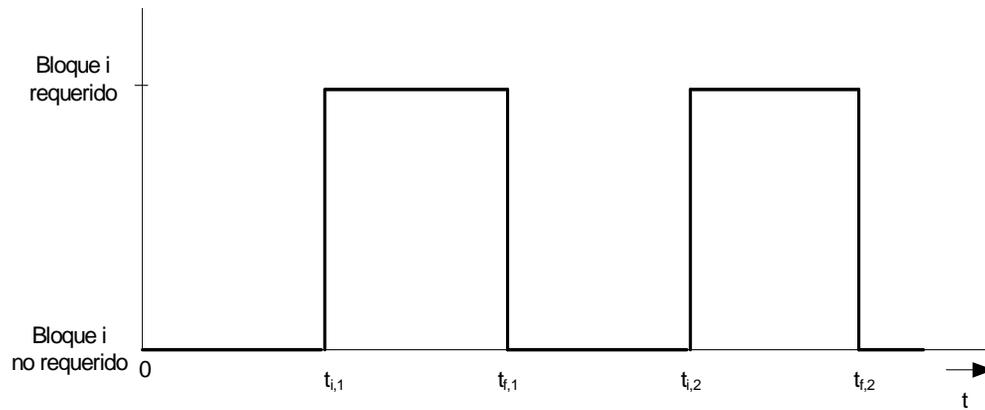


Fig. 3.4: Plan de operación del bloque i

Las transiciones posibles entre los escenarios I y II son planificadas y por lo tanto de carácter determinístico, por lo que ambos sectores pueden ser estudiados en forma separada.

La Figura 3.5 presenta los estados del bloque generador según correspondan a los sectores I y II (Figura 3.4). No es necesario considerar el estado S dado que este estado sólo tiene importancia para el cálculo de la reserva rápida en tanto que el presente estudio se enfoca en el cálculo de la reserva total

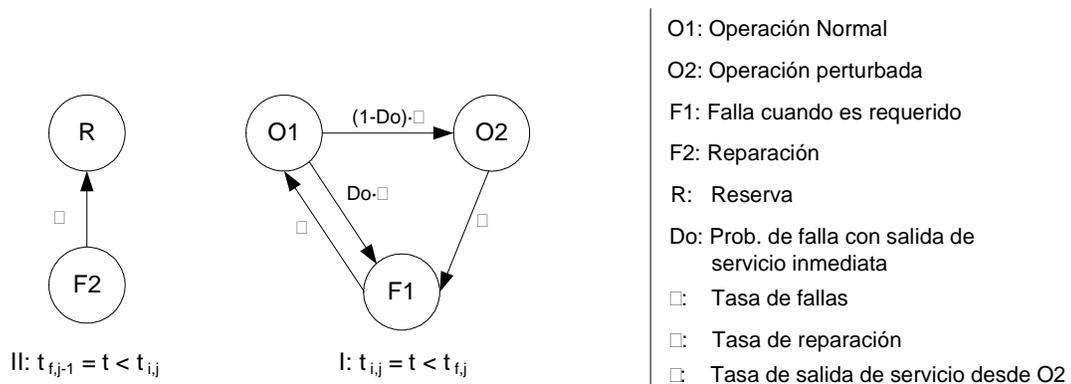


Fig. 3.5: Diagrama de estados del bloque para el cálculo de las probabilidades

Del diagrama de la figura 3.5 se ha realizado la supresión del estado O2, por no poseer la información necesaria para realizar una base estadística de este estado, que resulta en la no obtención de la función de distribución de probabilidad del mismo. Obteniendo un diagrama de estados y de operación, como se muestra en las siguientes figuras.

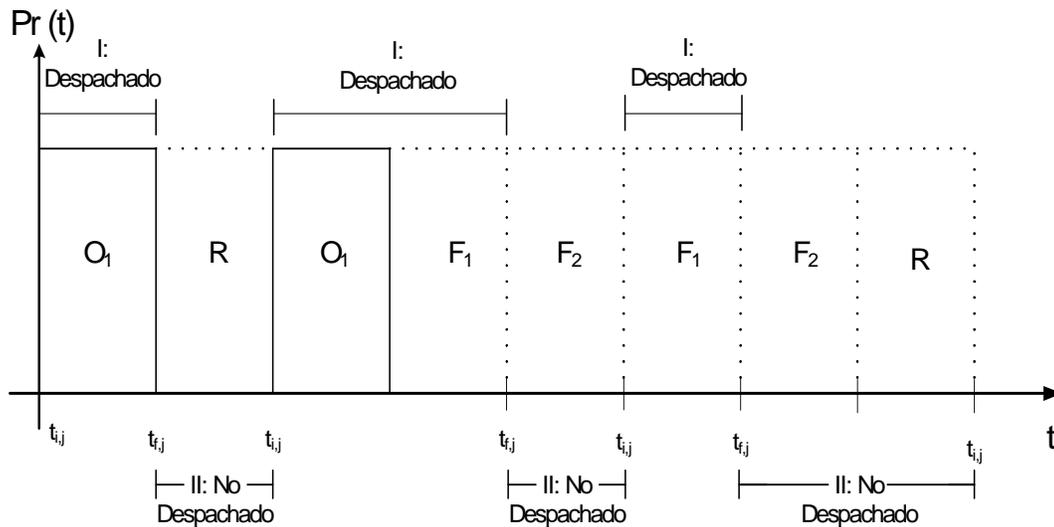


Figura 3.6. Definición de estados en el plan de operación.

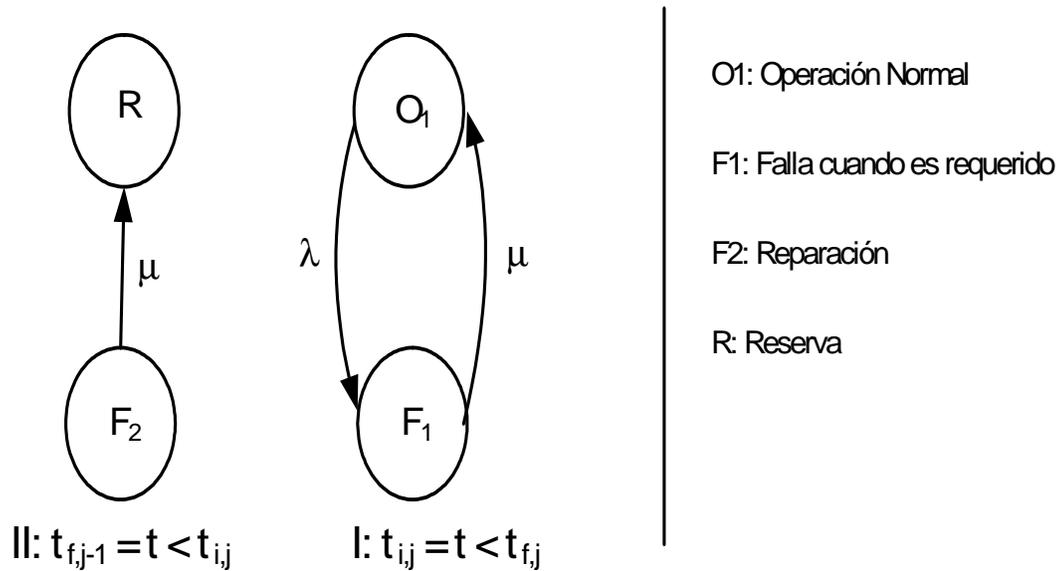


Fig. 3.7: Diagrama de estados simplificado para el cálculo de las probabilidades

Donde:

- Estado de Operación Normal  $O_1$ : Se considera que el bloque de generación se encuentra entregando al sistema una potencia nominal.
- Estado de Falla  $F_1$ : El bloque generador se encuentra indisponible o fuera de servicio por falla.
- Estado de Reserva R: El bloque de generación no ha sido despachado y se encuentra disponible para ser arrancado.
- Estado de Falla  $F_2$ : En este estado el bloque se encuentra en reparación.

Para el estudio de confiabilidad de corto plazo se realiza un análisis de transición de estado de cada una de las unidades de generación a través de los proceso markovianos en periodos de análisis de 240 horas, aplicando los escenarios en que las unidades son requeridas y no son requeridas..

### 3.4.2 MODELACIÓN MATEMÁTICA.

#### 3.4.2.1 Bloque de generación requerido.

Este escenario representa al generador cuando ha sido despachado para satisfacer los requerimientos de la demanda de acuerdo a un plan de operación.

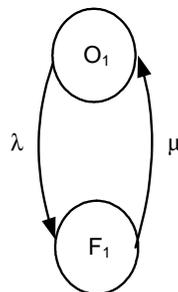


Figura 3.8. Diagrama de estados de un bloque de generación requerido.

Para calcular el sistema de ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de la gráfica de la figura 3.8, se utilizó el mismo criterio expuesto en 2.5 para los procesos renovables.

$$\begin{bmatrix} \frac{d \Pr(O_1, t)}{dt} \\ \frac{d \Pr(F_1, t)}{dt} \end{bmatrix} = [A] \begin{bmatrix} \Pr(O_1, t) \\ \Pr(F_1, t) \end{bmatrix} \quad [3.1]$$

donde:

$$[A] = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix} \quad a_{ii} = -\sum_{k \neq i} a_{ki} \quad [3.2]$$

entonces:

$$[A] = \begin{bmatrix} -a_{21} & a_{12} \\ a_{21} & -a_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\lambda & \mu \\ \lambda & \mu \end{bmatrix} \quad [3.3]$$

De lo cual reemplazando [3.3] en [3.1]

$$\begin{bmatrix} \frac{d \Pr(O_1, t)}{dt} \\ \frac{d \Pr(F_1, t)}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\lambda & \mu \\ \lambda & -\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Pr(O_1, t) \\ \Pr(F_1, t) \end{bmatrix} \quad [3.4]$$

Multiplicando las matrices se obtiene el siguiente sistema:

$$\frac{d \Pr(O_1, t)}{dt} = -\lambda \Pr(O_1, t) + \mu \Pr(F_1, t) \quad [3.5]$$

$$\frac{d \Pr(F_1, t)}{dt} = \lambda \Pr(O_1, t) - \mu \Pr(F_1, t) \quad [3.6]$$

A demás se tiene que:

$$\Pr(O_1, t) + \Pr(F_1, t) = 1 \quad [3.7]$$

Para la resolución del sistema conformado por (3.5), (3.6) y (3.7) se recurre a la transformación al dominio de Laplace, resultando el siguiente sistema:

$$S \cdot \Pr(O_1, S) - \Pr(O_1, \tau = 0) = -\lambda \Pr(O_1, S) + \mu \Pr(F_1, S) \quad [3.8]$$

$$S \cdot \Pr(F_1, S) - \Pr(F_1, \tau = 0) = \lambda \Pr(O_1, S) - \mu \Pr(F_1, S) \quad [3.9]$$

$$\Pr(O_1, S) + \Pr(F_1, S) = \frac{1}{S} \quad [3.10]$$

Donde:  $\tau = t - t_{i,j}$

Para encontrar  $\Pr(O_1, t)$ , se utiliza las ecuaciones:

$$S \cdot \Pr(O_1, S) - \Pr(O_1, \tau = 0) = -\lambda \Pr(O_1, S) + \mu \Pr(F_1, S) \quad [3.11]$$

$$\Pr(O_1, S) + \Pr(F_1, S) = \frac{1}{S} \quad [3.12]$$

Se despeja  $\Pr(F_1, S)$  de (3.12):

$$\Pr(F_1, S) = \frac{1}{S} - \Pr(O_1, S) \quad [3.13]$$

Reemplazando (3.13) en (3.11):

$$S \cdot \Pr(O_1, S) - \Pr(O_1, \tau = 0) = -\lambda \Pr(O_1, S) + \mu \left[ \frac{1}{S} - \Pr(O_1, S) \right] \quad [3.14]$$

Despejando  $\Pr(O_1, S)$  de (3.14):

$$\Pr(O_1, S) = \frac{\mu}{S \cdot (S - (-\lambda - \mu))} + \frac{\Pr(O_1, \tau = 0)}{(S - (-\lambda - \mu))} \quad [3.15]$$

Descomponiendo la primera expresión de (3.6.5.l):

$$\Pr(O_1, S) = \frac{\mu}{(\lambda + \mu)} \left[ \frac{1}{S} - \frac{1}{(S - (-\lambda - \mu))} \right] + \frac{\Pr(O_1, \tau = 0)}{(S - (-\lambda - \mu))}$$

Transformando al dominio del tiempo resulta:

$$\Pr(O_1, t) = \frac{\mu}{(\lambda + \mu)} \left[ 1 - e^{-(\lambda + \mu)\tau} \right] + \Pr(O_1, \tau = 0) \cdot e^{-(\lambda + \mu)\tau} \quad [3.16]$$

Considerando que  $\Pr(O_1, \tau = 0) + \Pr(F_1, \tau = 0) = 1$  y reemplazando en (3.16), se obtiene:

$$\Pr(O_1, t) = \frac{\mu}{(\lambda + \mu)} \left[ 1 - (\Pr(O_1, \tau = 0) + \Pr(F_1, \tau = 0)) \cdot e^{-(\lambda + \mu)\tau} \right] + \Pr(O_1, \tau = 0) \cdot e^{-(\lambda + \mu)\tau}$$

Se ordena la expresión anterior:

$$\Pr(O_1, \tau) = \frac{\mu}{(\lambda + \mu)} + \frac{(\lambda \cdot \Pr(O_1, \tau = 0) - \mu \cdot \Pr(F_1, \tau = 0))}{(\lambda + \mu)} \cdot e^{-(\lambda + \mu)\tau} \quad [3.17]$$

Reemplazando (3.5) en (3.3):

$$\Pr(F_1, \tau) = \frac{\lambda}{(\lambda + \mu)} - \frac{(\lambda \cdot \Pr(O_1, \tau = 0) - \mu \cdot \Pr(F_1, \tau = 0))}{(\lambda + \mu)} \cdot e^{-(\lambda + \mu)\tau} \quad [3.18]$$

Donde las ecuaciones que rigen el comportamiento del primer escenario son:

$$\Pr(O_1, \tau) = \frac{\mu}{(\lambda + \mu)} + \frac{(\lambda \cdot \Pr(O_1, \tau = 0) - \mu \cdot \Pr(F_1, \tau = 0))}{(\lambda + \mu)} \cdot e^{-(\lambda + \mu)\tau} \quad [3.19]$$

$$\Pr(F_1, \tau) = \frac{\lambda}{(\lambda + \mu)} - \frac{(\lambda \cdot \Pr(O_1, \tau = 0) - \mu \cdot \Pr(F_1, \tau = 0))}{(\lambda + \mu)} \cdot e^{-(\lambda + \mu)\tau} \quad [3.20]$$

Las restantes condiciones iniciales son:

$$\Pr(O_1, t_{i,j}) = (1 - s) \cdot \Pr(R, t_{i,j}) \quad [3.21]$$

$$\Pr(F_1, t_{i,j}) = 1 - \Pr(O_1, t_{i,j}) \quad [3.22]$$

Donde  $s$  es la probabilidad de falla en el arranque y es asumida para cada generador de acuerdo a criterios de operación.

### 3.4.2.2 Bloque de generación no requerido.

Este escenario representa al bloque generador que no ha sido requerido para satisfacer a la demanda, en el plan de operación, en la figura 3.9 se representa el comportamiento del bloque en este escenario.

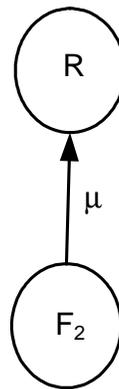


Figura 3.9. Diagrama de estados en Reserva

Se presenta únicamente la transición de  $F_2$  a  $R$  debido a que la transición opuesta es imposible. De igual manera que en 3.4.2.1 se plantea las matrices que describen el comportamiento del escenario.

$$\begin{bmatrix} \frac{d \Pr(R, t)}{dt} \\ \frac{d \Pr(F_2, t)}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \mu \\ 0 & -\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Pr(R, t) \\ \Pr(F_2, t) \end{bmatrix} \quad [3.23]$$

$$\frac{d \Pr(R, t)}{dt} = \mu \Pr(F_2, t) \quad [3.24]$$

$$\frac{d \Pr(F_2, t)}{dt} = -\mu \Pr(F_2, t) \quad [3.25]$$

donde por ser linealmente dependiente se recurre a las condiciones de contorno:

$$\Pr(R, t) + \Pr(F_2, t) = 1 \quad [3.26]$$

Para la resolución del sistema se utiliza la transformación al dominio de Laplace, resultando el siguiente sistema:

$$S \cdot \Pr(R, S) - \Pr(R, \tau = 0) = \mu \Pr(F_2, S) \quad [3.27]$$

$$S \cdot \Pr(F_2, S) - \Pr(F_2, \tau = 0) = -\mu \Pr(F_2, S) \quad [3.28]$$

$$\Pr(R, S) + \Pr(F_2, S) = \frac{1}{S} \quad [3.29]$$

Donde:  $\tau = t - t_{f,j}$

Para encontrar  $\Pr(R, S)$ , se utiliza las siguientes ecuaciones:

$$S \cdot \Pr(R, S) - \Pr(R, \tau = 0) = \mu \Pr(F_2, S) \quad [3.30]$$

$$\Pr(R, S) + \Pr(F_2, S) = \frac{1}{S} \quad [3.31]$$

Despejando  $\Pr(F_2, t)$  de (3.31):

$$\Pr(F_2, S) = \frac{1}{S} - \Pr(R, S) \quad [3.32]$$

Reemplazando (3.32) en (3.30), resulta:

$$S \cdot \Pr(R, S) - \Pr(R, \tau = 0) = \frac{\mu}{S} - \mu \cdot \Pr(R, S) \quad [3.33]$$

Despejando  $\Pr(R, S)$  de (3.33):

$$\Pr(R, S) = \frac{\mu}{S \cdot (S + \mu)} + \frac{\Pr(R, \tau = 0)}{S + \mu} \quad [3.34]$$

Descomponiendo la primera expresión de (3.34):

$$\Pr(R, S) = \frac{1}{S} - \frac{1}{S + \mu} + \frac{\Pr(R, \tau = 0)}{S + \mu} \quad [3.35]$$

Transformando (3.35) al dominio del tiempo se obtiene:

$$\Pr(R, \tau) = 1 - [1 - \Pr(R, \tau = 0)] e^{-\mu \tau} \quad [3.36]$$

Reemplazando (3.36) en (3.26):

$$\Pr(F_2, \tau) = \Pr(F_2, \tau = 0) \cdot e^{-\mu \tau} \quad [3.37]$$

Las restantes condiciones iniciales son:

$$\Pr(R, t_{f,j}) = \Pr(O_1, t_{f,j}) \quad [3.38]$$

$$\Pr(F_2, t_{f,j}) = \Pr(F_1, t_{f,j}) \quad [3.39]$$

Las condiciones iniciales se pueden visualizar de mejor manera en la figura 3.6.

Con la obtención de las ecuaciones que rigen el comportamiento probabilístico de los generadores eléctricos, procede al análisis en conjunto del sistema.

### 3.5 APLICACIÓN DEL ALGORITMO RECURSIVO EN SISTEMAS DE GENERACIÓN.

#### 3.5.1 CONSIDERACIONES PARTICULARES.

Para facilitar el análisis en conjunto de sistemas de generación, se procedió a utilizar un algoritmo recursivo por la simplicidad del mismo y el razonable esfuerzo que representa considerando el número de variables del problema.

El error en el pronóstico de la demanda ha sido incluido en el cálculo de confiabilidad a través del modelo que comprende:

- Descripción de la variación de la demanda en el tiempo a través de la curva de carga.- La curva de carga se representa a través de los valores medios horarios durante el período considerado.
- Descripción de la inseguridad del pronóstico de demanda.- Debido a diversos factores principalmente externos, existen diferencias entre los valores pronosticados y los valores de demanda que realmente se presentan. El análisis de los errores de pronóstico muestra en general que con buena aproximación se trata de valores normalmente distribuidos con valor medio igual a cero y coeficiente de variación alrededor de 3% ( $c = \sigma / \mu$ ).

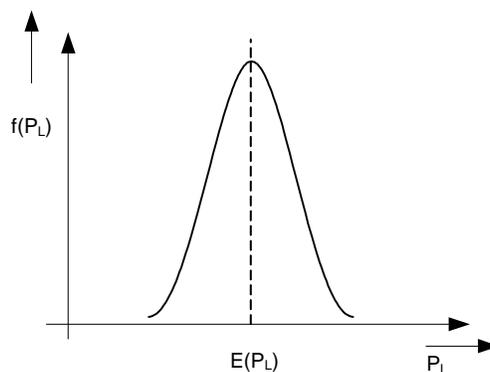


Fig. 3.10: Inseguridad del pronóstico de corto plazo de la demanda

### 3.5.2 ALGORITMO RECURSIVO.

Para entender de mejor manera en qué consiste el método se presenta un ejemplo, que consiste de un sistema de tres unidades con una determinada probabilidad de falla en el pronóstico de la demanda.

Primero se considera una función de distribución de probabilidad de falla en el pronóstico de la demanda del tipo normal, definido por un coeficiente de variación del 3%.

La potencia demandada, incluyendo las pérdidas de potencia de la red de transmisión, es de 300MW, resultando en una desviación estándar de 9MW.

Con estos datos el error en el pronóstico de la demanda se lo representa a través de la distribución normal, con una media de cero y una desviación estándar de 9MW.

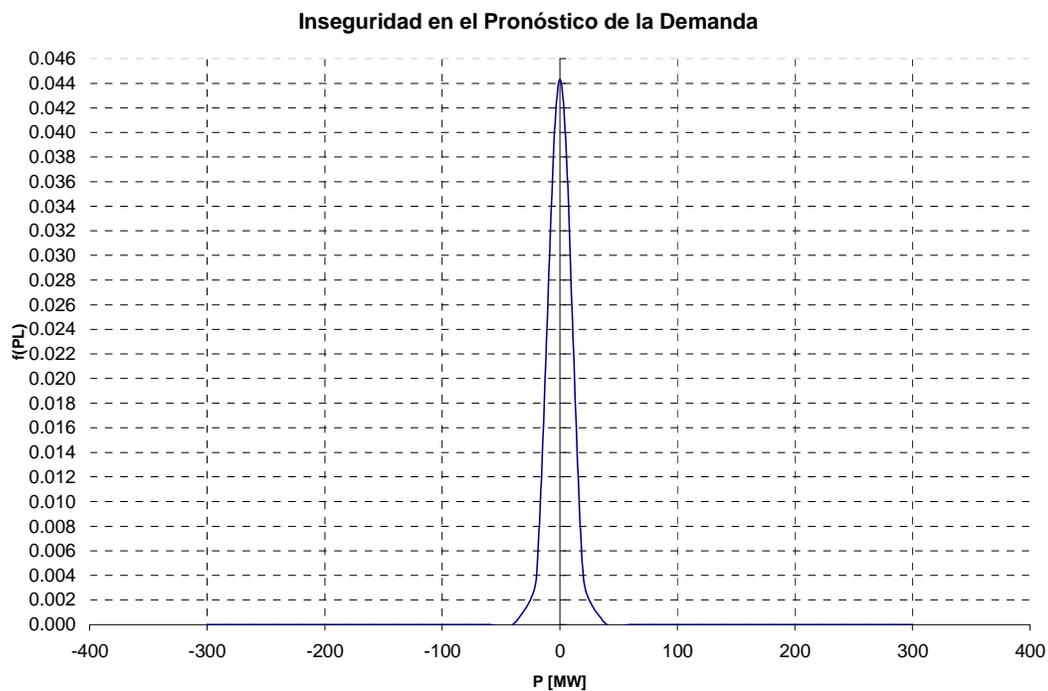


Fig. 3.11: Inseguridad del pronóstico de la demanda

Para el análisis a través del método recursivo se considera los valores de probabilidad del desvío en el pronóstico de la demanda como el primer bloque de análisis, que se presenta en la tabla 3.4.

Tabla 3.4 Probabilidades de falla en el pronóstico de la demanda.

	<b>Desvío del Pronóstico de la Demanda</b>
<b>P(MW)</b>	<b>Pr(Falla)</b>
-300	1.0000000000000000E+00
-280	1.0000000000000000E+00
-260	1.0000000000000000E+00
-240	1.0000000000000000E+00
-220	1.0000000000000000E+00
-200	1.0000000000000000E+00
-180	1.0000000000000000E+00
-160	1.0000000000000000E+00
-140	1.0000000000000000E+00
-120	1.0000000000000000E+00
-100	1.0000000000000000E+00
-80	1.0000000000000000E+00
-60	9.9999999986845000E-01
-40	9.99995590242874000E-01
-20	9.86865898889310000E-01
0	5.00000000218279000E-01
20	1.31341011106905000E-02
40	4.40975712556746000E-06
60	1.31549215964810000E-11
80	0.0000000000000000E+00
100	0.0000000000000000E+00
120	0.0000000000000000E+00
140	0.0000000000000000E+00
160	0.0000000000000000E+00
180	0.0000000000000000E+00
200	0.0000000000000000E+00
220	0.0000000000000000E+00
240	0.0000000000000000E+00
260	0.0000000000000000E+00
280	0.0000000000000000E+00
300	0.0000000000000000E+00

Los resultados del segundo bloque se han obtenido de la siguiente manera:

$$\Pr^{(2)}(P_F > P) = \Pr^{(1)}(P_F > P) * [1 - P_{(2)}(F1)] + \Pr^{(1)}(P_F > P - P_{(2)}) * [P_{(2)}(F1)]$$

Las tres unidades de generación poseen las siguientes potencias de operación y probabilidades de falla mostradas en la tabla 3.5:

Tabla 3.5 Probabilidades de falla de bloques de Generación.

	Generador 1	Generador 2	Generador 3
P(MW)	40	160	100
Pr(Falla)	0.01	0.005	0.021

Análisis de la probabilidad de tener una potencia fuera de servicio de -300 MW.

$$\Pr^{(2)}(P_F > -300) = \Pr^{(1)}(P_F > -300) * [1 - 0.01] + \Pr^{(1)}(P_F > -340) * 0.01$$

$$\Pr^{(2)}(P_F > -300) = 1 * [1 - 0.01] + 1 * 0.01$$

$$\Pr^{(2)}(P_F > -300) = 1$$

Análisis de la probabilidad de tener una potencia fuera de servicio de -40 MW.

$$\Pr^{(2)}(P_F > -40) = \Pr^{(1)}(P_F > -40) * [1 - 0.01] + \Pr^{(1)}(P_F > -80) * 0.01$$

$$\Pr^{(2)}(P_F > -40) = 9.99996E - 1 * [1 - 0.01] + 1 * 0.01$$

$$\Pr^{(2)}(P_F > -40) = 0.989995634 + 0.01$$

$$\Pr^{(2)}(P_F > -40) = 0.9999956343$$

Análisis de la probabilidad de tener una potencia fuera de servicio de 60 MW.

$$\Pr^{(2)}(P_F > 60) = \Pr^{(1)}(P_F > 60) * [1 - 0.01] + \Pr^{(1)}(P_F > 20) * 0.01$$

$$\Pr^{(2)}(P_F > 60) = 1.31549E - 11 * [1 - 0.01] + 3.26056E - 02 * 0.01$$

$$\Pr^{(2)}(P_F > 60) = 1.30234E - 11 + 0.000131341$$

$$\Pr^{(2)}(P_F > 60) = 1.31341E - 4$$

Los resultados del tercer bloque se desarrollan de la siguiente manera:

$$\Pr^{(3)}(P_F > P) = \Pr^{(2)}(P_F > P) * [1 - P_{(3)}(F1)] + \Pr^{(2)}(P_F > P - P_{(3)}) * [P_{(3)}(F1)]$$

Análisis de la probabilidad de tener una potencia fuera de servicio de -300 MW.

$$\Pr^{(3)}(P_F > P) = \Pr^{(2)}(P_F > P) * [1 - P_{(3)}(F1)] + \Pr^{(2)}(P_F > P - P_{(3)}) * [P_{(3)}(F1)]$$

$$\Pr^{(3)}(P_F > -300) = \Pr^{(2)}(P_F > -300) * [1 - 0.005] + \Pr^{(2)}(P_F > -460) * 0.005$$

$$\Pr^{(3)}(P_F > -300) = 1 * [1 - 0.005] + 1 * 0.005$$

$$\Pr^{(3)}(P_F > -300) = 1$$

Análisis de la probabilidad de tener una potencia fuera de servicio de -40 MW.

$$\Pr^{(3)}(P_F > -40) = \Pr^{(2)}(P_F > -40) * [1 - 0.005] + \Pr^{(2)}(P_F > -200) * 0.005$$

$$\Pr^{(3)}(P_F > -40) = 9.99996E - 01 * [1 - 0.005] + 1 * 0.005$$

$$\Pr^{(3)}(P_F > -40) = 9.94996E - 01 + 0.005$$

$$\Pr^{(3)}(P_F > -40) = 9.99996E - 01$$

Análisis de la probabilidad de tener una potencia fuera de servicio de 260 MW.

$$\Pr^{(3)}(P_F > 260) = \Pr^{(2)}(P_F > 260) * [1 - 0.005] + \Pr^{(2)}(P_F > 100) * 0.005$$

$$\Pr^{(3)}(P_F > 260) = 0 * [1 - 0.005] + 1.3155E - 13 * 0.005$$

$$\Pr^{(2)}(P_F > 260) = 0 + 6.57746E - 16$$

$$\Pr^{(2)}(P_F > 260) = 6.57746E - 16$$

Los resultados del último bloque se han obtenido de la siguiente manera:

$$\Pr^{(4)}(P_F > P) = \Pr^{(3)}(P_F > P) * [1 - P_{(4)}(F1)] + \Pr^{(3)}(P_F > P - P_{(4)}) * [P_{(4)}(F1)]$$

Análisis de la probabilidad de tener una potencia fuera de servicio de -300 MW.

$$\Pr^{(4)}(P_F > -300) = \Pr^{(3)}(P_F > -300) * [1 - 0.021] + \Pr^{(3)}(P_F > -400) * 0.021$$

$$\Pr^{(4)}(P_F > -300) = 1 * [1 - 0.021] + 1 * 0.021$$

$$\Pr^{(4)}(P_F > -300) = 1$$

Análisis de la probabilidad de tener una potencia fuera de servicio de 240 MW.

$$\Pr^{(4)}(P_F > 240) = \Pr^{(3)}(P_F > 240) * [1 - 0.021] + \Pr^{(3)}(P_F > 140) * 0.021$$

$$\Pr^{(4)}(P_F > 240) = 2.20488E - 10 * [1 - 0.021] + 4.93499E - 03 * 0.021$$

$$\Pr^{(4)}(P_F > 240) = 2.15858E - 10 + 1.03635E - 04 \Pr^{(4)}(P_F > 240) = 1.03635E - 04$$

Tabla 3.6 Resultados de ejemplo de Método Recursivo.

P(MW)	Desvió de Demanda / Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4
Pr(Falla)	300	40	160	100
	9	0.01	0.005	0.021
-300	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00
-280	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00
-260	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00
-240	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00
-220	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00
-200	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00
-180	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00
-160	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00
-140	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00
-120	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00
-100	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00
-80	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00
-60	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00	1.00000E+00
-40	9.99996E-01	9.99996E-01	9.99996E-01	9.99996E-01
-20	9.86866E-01	9.86997E-01	9.87062E-01	9.87334E-01
0	5.00000E-01	5.05000E-01	5.07475E-01	5.17818E-01
20	1.31341E-02	2.28714E-02	2.77571E-02	4.81742E-02
40	4.40976E-06	5.00437E-03	9.97934E-03	3.07698E-02
60	1.31549E-11	1.31341E-04	5.13068E-03	2.60228E-02
80	0.00000E+00	4.40976E-08	5.00004E-03	2.56234E-02
100	0.00000E+00	1.31549E-13	5.00000E-03	1.55520E-02
120	0.00000E+00	0.00000E+00	4.99998E-03	5.47788E-03
140	0.00000E+00	0.00000E+00	4.93499E-03	5.04092E-03
160	0.00000E+00	0.00000E+00	2.52500E-03	2.57972E-03
180	0.00000E+00	0.00000E+00	1.14357E-04	2.16957E-04
200	0.00000E+00	0.00000E+00	2.50218E-05	1.29496E-04
220	0.00000E+00	0.00000E+00	6.56705E-07	1.05642E-04
240	0.00000E+00	0.00000E+00	2.20488E-10	1.03635E-04
260	0.00000E+00	0.00000E+00	6.57746E-16	5.30250E-05
280	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	2.40150E-06
300	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	5.25458E-07

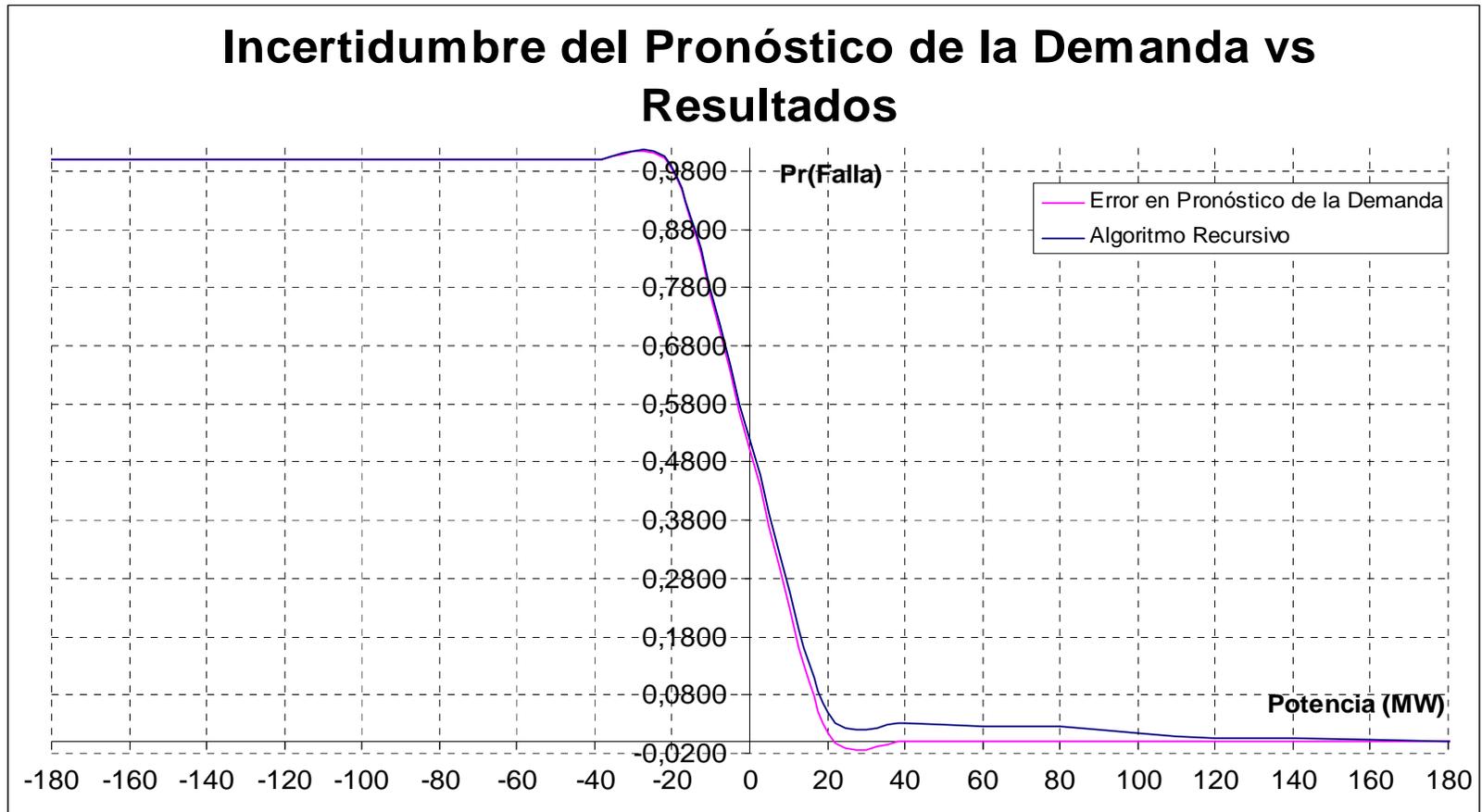


Figura 3.12. Resultados

### 3.6 ESTRUCTURA DEL PROGRAMA IMPLEMENTADO PARA EL ANÁLISIS RECURSIVO.

Para automatizar el proceso recursivo se procedió a estructurar un archivo en Excel y macros de Visual Basic, el cual se encuentra estructurado como se muestra en el siguiente flujograma:

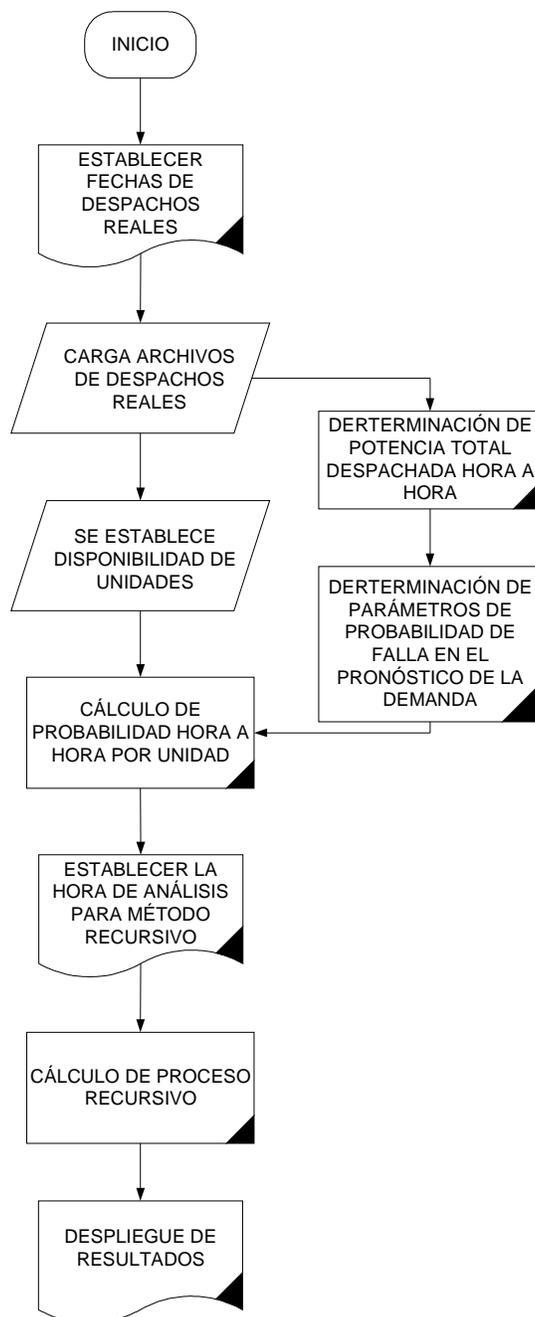


Figura 3.10. Flujograma de funcionamiento del programa de aplicación

Los pasos a seguir para la ejecución del programa son:

- Para la ejecución del programa se abre el archivo “**método recursivo.xls**”, ya que todas las operaciones se realizarán en este. En la hoja de cálculo “**generacat**”, se aplica sobre el icono “**CARGA DESPACHOS**” para acceder a una ventana que permite el ingreso de datos de la fecha de inicio de la simulación.

The screenshot shows the Microsoft Excel interface with the 'generacat' worksheet. A data table is visible with columns for 'NUMERO DE UNIDADES O CENTRALES' and various power generation units. A modal dialog box titled 'UserForm1' is overlaid on the spreadsheet, prompting the user to 'INTRODUCIR LAS FECHAS DE ARCHIVOS PARA EL ESTUDIO' (Enter the dates of files for the study). The dialog includes input fields for 'Fecha de Inicio' (Start Date) with sub-fields for 'Día' (Day), 'Mes' (Month), and 'Año' (Year), and a 'CARGAR DATOS' (Load Data) button. A note at the bottom of the dialog states: 'Nota: Día, mes y año son datos de dos dígitos' (Note: Day, month, and year are two-digit data).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	
1			NUMERO	DE	UNIDADES	O	CENTRALES	123					
2		1	H-PAUTE	11075	60	E	24	1	2	2	0.2	100	
3		2	H-PUCARA	81	73	10	E	1	24	1	2	0.2	
4		3	H-NACION	93	204	68	V	24	0	2	2	0.2	
5		4	T-ESMER	53	132.5	68	V	24	24	3	1	6	2.7038
6		5	E-TRINIT	632	133	50	V	24	24	1	1	6	4.6822
7		6	E.GZ.TV3	36	71.2	18	V	24	24	1	1	6	5.6355
8		7	E.GZ.TV2	35	71.2	18	V	24	24	1	1	6	5.6477
9		8	EAUSDES1	5	4.3	3.6	R	1	24	1	2	1	4.5053
10		9	EAUSDES2	5	4.3				1	2	1	1	4.6142
11		10	EAUSDES3	5	4.3				1	2	1	1	4.5126
12		11	EAUSDES4	5	4.3				1	2	1	1	4.6937
13		12	TPGUANG1	73	5.2				0	1	3	3	4.0909
14		13	TPGUANG2	73	5.2				0	1	3	3	4.1865
15		14	TPGUANG3	73	5.2				0	1	3	3	4.2034
16		15	TPGUANG4	73	5.2				0	1	3	3	4.2091
17		16	TPGUANG5	73	5.2				0	1	3	3	4.1922
18		17	TPGUANG6	73	5.2				0	1	3	3	4.1978
19		18	E.VASANT	631	33				2	1	6	5	5.9854
20		19	G.HERNA1	59	5.2				0	1	3	3	4.4878
21		20	G.HERNA2	59	5.2				0	1	3	3	4.46
22		21	G.HERNA3	59	5.2				0	1	3	3	4.5406
23		22	G.HERNA4	59	5.2	5.2	B	1	24	0	1	3	4.4978
24		23	G.HERNA5	59	5.2	5.2	B	1	24	0	1	3	4.5059
25		24	G.HERNA6	59	5.2	5.2	B	1	24	0	1	3	4.4878
26		25	EQL3-U3	929	45	23	G	1	24	1	2	3	6.8748
27		26	EQL3-U4	829	45	23	G	1	24	1	2	3	6.9807
28		27	EQL2-U2	700	46	23	G	1	24	1	2	3	6.7726
29		28	EQL2-U1	600	45	23	G	1	24	1	2	3	7.1384
30		29	ELEC-AT1	1231	46.5	15	G	1	24	1	2	3	6.659
31		30	ELEC-AT2	1231	46.5	15	G	1	24	1	2	3	6.659

Figura 3.11. Presentación principal para cargar despachos reales.

- Se establece la fecha de inicio del análisis con números de dos dígitos con el formato DD/MM/AA, el programa automáticamente cargará los datos de los despachos de diez días calendario desde la fecha de inicio establecida.

DE	UNIDADES	O	CENTRALES	123	
60	E		24	1	2
73	10 E		1	24	1
204			1	24	0
132.5	68 V		24	24	3
133	50 V		24	24	1
71.2	18 V		24	24	1
71.2	18 V		24	24	1
4.3	3.6 B		1	24	1
4.3					1
4.3					1
4.3					1
5.2					0
5.2					0
5.2					0
5.2					0
5.2					0
5.2					0
5.2					0
5.2					0
5.2					0
5.2					0
5.2	5.2 B		1	24	0
5.2	5.2 B		1	24	0

**INTRODUCIR LAS FECHAS DE ARCHIVOS  
PARA EL ESTUDIO**

**Fecha de Inicio**

Día
Mes
Año

Nota: Día, mes y año son datos de dos dígitos

Figura 3.11. Ventana para ingreso de la fecha de inicio del estudio.

- Aplicando sobre el botón **“CARGAR DATOS”**, se abre y se copia los despachos reales de los informes suministrados por la Dirección de Operación del CENACE que se encuentran grabados en archivos de Excel, ubicados en la carpeta **“C:\Despachos”**, y se pegan en la hoja cálculo **“Despa”** del archivo **“método recursivo.xls”**.
- Una vez copiados y pegados todos los despachos, el programa copia la hoja **“Despa”** en la hoja **“Despacho”**, para conservar los datos de los informes originales. En la hoja **“Despacho”** se elimina los datos de

potencia despachada a las 19h30, para que el análisis se lo realice hora a hora. Quedando al final los datos del despacho a utilizar, los cuales son copiados en la hoja de cálculo “**Despafin**” del archivo “**método recursivo.xls**”.

- El programa actualiza los datos de las potencias totales despachadas así como también los parámetros de la probabilidad de falla en el pronóstico de la demanda.
- Para definir si la unidad se encuentra en mantenimiento o falla, se debe actualizar manualmente la hoja “**Pot\_Dispo**”, de acuerdo al estado en que se encuentre cada bloque de generación, en los intervalos que se requieran.
- Realizado esto, el programa actualizará las curvas del comportamiento de las unidades de generación, quedando listo para realizar el cálculo del proceso recursivo.

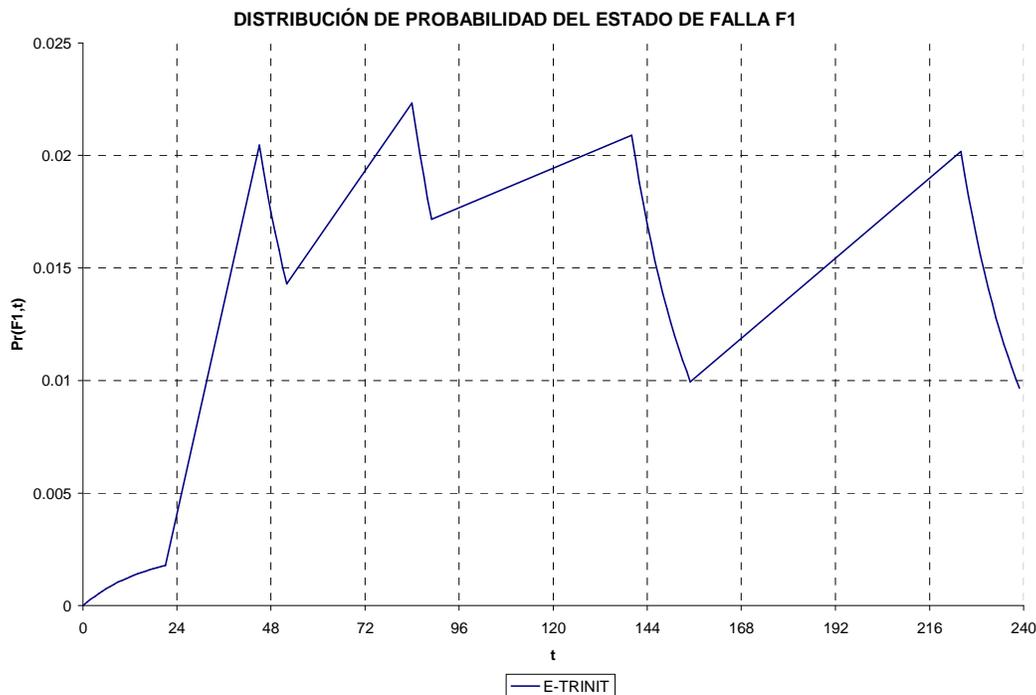


Figura 3.12. Curva de comportamiento de la probabilidad del estado de falla F1  
Central Térmica Trinitaria

- En la hoja de cálculo “**Recursivo**” del archivo “**método recursivo.xls**”. Aplicamos sobre el ícono “**RECURSIVO**”, el cual inicia el cálculo de recursivo para demanda mínima, media y máxima de los diez días de análisis.

Unidad	DesvDemn	G_U2_PUC	G_U1_DPER	G_U2_DPER	G_U3_DPER	G_U1_AGO	T-ESMER	E-TRINIT
Pnominal	2015	36	46	45	45	78	133	
Pr(Falla)	60.462	2.49412E-05	0.000117898	0.01999869	0.000139483	0.000203055	0.000705803	0.00
Bloque	1	2	3	4	5	6	7	
P/MW	2051	2097	2142	2187	2265	2398		
-3500	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3499	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3498	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3497	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3496	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3495	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3494	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3493	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3492	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3491	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3490	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3489	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3488	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3487	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3486	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3485	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3484	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3483	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3482	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1
-3481	1.0000000000000000	1	1	1	1	1	1	1

Figura 3.13. Curva de comportamiento de la probabilidad de la demanda.

- El programa copia los resultados obtenidos en la hoja “**Resumen**” de archivo “**método recursivo.xls**”, para obtener las gráficas que definen el comportamiento del despacho simulado.

## **CAPÍTULO IV**

### **DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE LA RESERVA TOTAL PARA EL SISTEMA NACIONAL DE GENERACIÓN**

En el presente capítulo se exponen los resultados obtenidos en la aplicación de la metodología expuesta en el capítulo III para el análisis de confiabilidad del sistema nacional de generación.

Los primeros resultados que se obtienen son las curvas de comportamiento probabilístico de los bloques de generación, que dependen de los parámetros de la función de distribución de probabilidad de falla calculados para cada generador y del plan de operación seleccionado. Para el análisis se aplican los despachos realizados en el periodo de tiempo desde el viernes 3 de febrero de 2006 hasta el 12 de febrero de 2006, en total diez días.

Luego, aplicando el algoritmo recursivo se obtienen las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio para cada escenario de análisis, demanda mínima, media y máxima de cada día, y finalmente se extrae los niveles de reserva más adecuados para el sistema.

#### **4.1 FUNCIONES DE DISTRIBUCIÓN DE FALLA DE LOS GENERADORES.**

##### **4.1.1 CONSIDERACIONES PARTICULARES.**

Para realizar el análisis de confiabilidad de un sistema de generación, a través de un algoritmo recursivo, es necesario determinar previamente la función de

distribución de probabilidad de falla de cada generador. En este estudio se analizará un intervalo de tiempo de diez días (240 horas).

La potencia de disponibilidad de cada generador ha sido considerada igual a la nominal, pero el programa brinda la facilidad de fijar valores diferentes para casos excepcionales en que la unidad presente restricciones de potencia.

Se asume que en los despachos diarios de operación se encuentra considerada la reserva primaria de frecuencia hora a hora así como también los generadores que actúan en este tipo de control.

En el caso de las centrales hidroeléctricas Paute, Agoyán, Marcelo Laniado (HidroNación) y Pucará se ha implementado en el programa la distribución de carga para cada unidad de generación, debido a que en los informes de despacho económico y operación real se trabaja con las potencias totales de entrega de las centrales sin discriminar las unidades que se conectan al sistema.

La distribución de carga aplicada para cada unidad de generación, es realizada respetando los límites de mínimos y máximos de la potencia de generación de cada uno de ellos.

En los siguientes literales se presentan las funciones de distribución de probabilidad de falla de los generadores más importantes del sistema.

#### **4.1.2 HIDROPAUTE.**

La central hidroeléctrica Paute se encuentra compuesta por diez generadores divididos en dos fases. Fase AB que esta conformada por cinco unidades con potencia nominal de 100 MW cada una y la fase C con cinco unidades de 115 MW cada una. Esta central de generación es una de las más importantes del Sistema Nacional Interconectado, y en la planificación de operación económica es despachada como bloque de base.

## Fase AB

En las gráficas de la figura 4.1 se presenta las distribuciones de probabilidad de falla de las unidades U1 y U2, que por las características del plan de operación y del escenario de la simulación, se presentan como bloques de base despachados en el tiempo  $t = 0$  en el caso de la unidad U1 hasta  $t = 239$ h y la unidad U2 hasta  $t = 238$ h. De manera que se determina que para un bloque de base la distribución de la probabilidad de falla F1 tiende a una función exponencialmente distribuida.

En la figura 4.2 se presenta las distribuciones de probabilidad de falla de las unidades 3 y 4 de la fase AB de Paute. Se determina que la unidad 3 es requerida desde  $t = 0$ h hasta  $t = 1$ h de manera que no se presenta un pico causado por el arranque de la unidad. En  $t = 4$ h la unidad es nuevamente requerida por lo cual se presenta un pico debido al arranque, la unidad se mantiene en operación hasta  $t = 217$ h. En  $t = 225$ h la unidad vuelve a operar presentándose un pico por el arranque de la unidad, se mantiene en operación hasta  $t = 228$ h, tiempo suficiente en el cual la unidad alcanza el valor estacionario de su probabilidad del estado de falla F1. En  $t = 233$ h la unidad es despacha hasta  $t = 236$ h. En el caso de la unidad 4 es requerida desde  $t = 8$ h hasta  $t = 190$ h, presentándose un pico en  $t = 8$ h causado por el arranque de la unidad. Nuevamente la unidad es requerida desde  $t = 210$ h hasta  $t = 214$ h, por lo cual se presenta un pico debido al arranque. Al final es requerida en  $t = 225$ h durante una hora. En las figuras 4.2 y 4.3 se observa que en el intervalo inicial del tiempo de análisis, las curvas de distribución de probabilidad de falla de las unidades presentadas, toman valores igual a cero, esto se debe a que no se encuentran despachadas en  $t = 0$ h.

Comparando las figuras 4.2 y 4.3 se analiza que los arranques continuos de la unidad 5 producen un incremento en la probabilidad de falla de la misma. Mientras que en las unidades 3 y 4 que se mantienen en operación casi continua, su probabilidad de falla toma valores estacionarios y relativamente bajos probabilidad de falla.

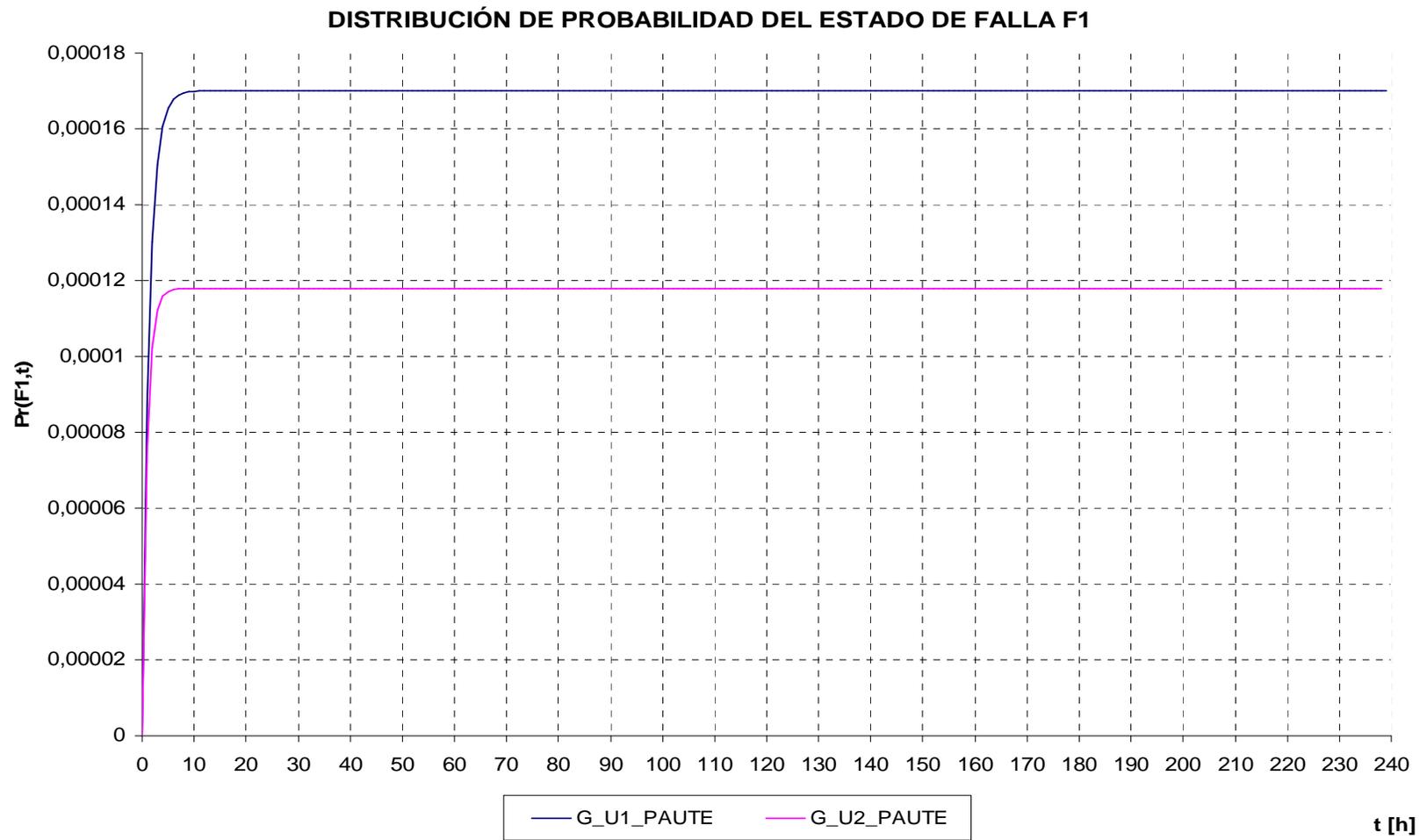


Fig. 4.1 Distribución de Probabilidad de Falla Paute AB U1 y U2



Fig. 4.2 Distribución de Probabilidad de Falla Paute AB U3 y U2

## DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DEL ESTADO DE FALLA F1

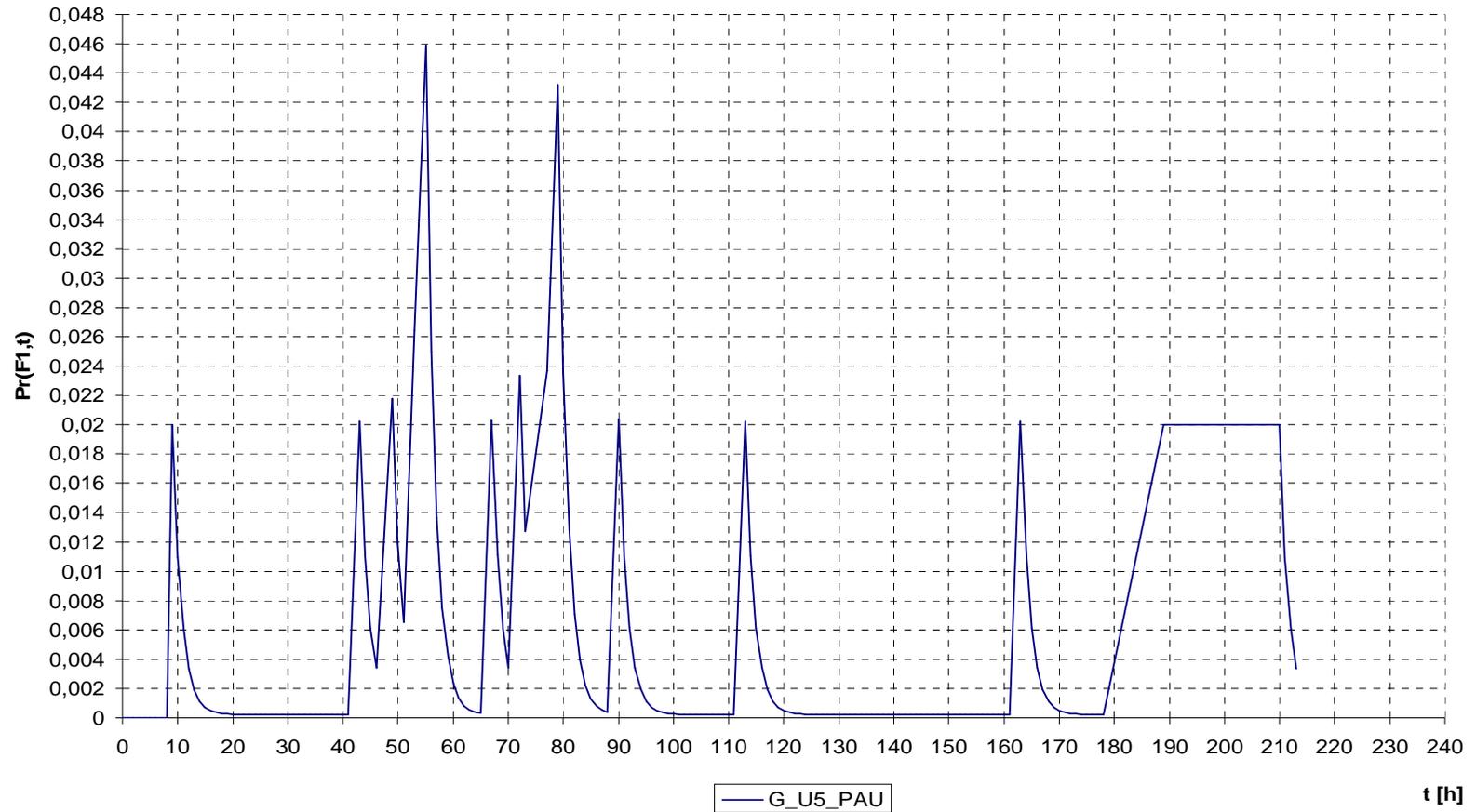


Fig. 4.3 Distribución de Probabilidad de Falla Paute AB U5

## FASE C

En la figura 4.4 se presenta la curva de distribución de probabilidad de falla de la unidad U6. Presenta dos picos debido a los arranques que experimenta la unidad en la hora 18 manteniéndose en operación hasta la hora 20 y en la hora 22 manteniéndose en operación hasta la hora 28. En el intervalo de tiempo desde la hora 29 hasta la hora 138 la unidad no es requerida en el despacho por lo cual no se calcula la probabilidad de falla. En la hora 139 se presenta un pico que representa el arranque de la unidad manteniéndose en operación durante una hora. Desde la hora 140 en adelante la unidad no es requerida por lo que no se calcula la probabilidad de falla y finaliza la línea continua de la curva.

En las figuras 4.5 y 4.6 se presentan las funciones de distribución de probabilidad de las unidades U7, U8 y U9 que son despachadas desde el tiempo  $t = 0$  h hasta  $t = 239$  h,  $t = 238$  h y  $t = 237$  h, respectivamente. Comparando las figuras se aprecia que la unidad más confiable resulta ser la unidad 8.

En la figura 4.7 se describe el comportamiento de la unidad 10, la cual es arrancada en  $t = 5$ h, siendo requerida hasta  $t = 192$  h. Se aprecia que la unidad alcanza el valor estacionario de su probabilidad del estado de falla F1.

En el siguiente arranque en  $t = 199$ h la probabilidad de falla se incrementa y hasta  $t = 215$ h, alcanza nuevamente el valor estacionario de su probabilidad. En  $t = 234$ h se arranca nuevamente la unidad y se mantiene en operación hasta  $t = 236$ h. Se puede notar que en un periodo de dos horas la unidad está cerca de alcanzar el valor estacionario de su probabilidad del estado de falla F1.

## DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DEL ESTADO DE FALLA F1

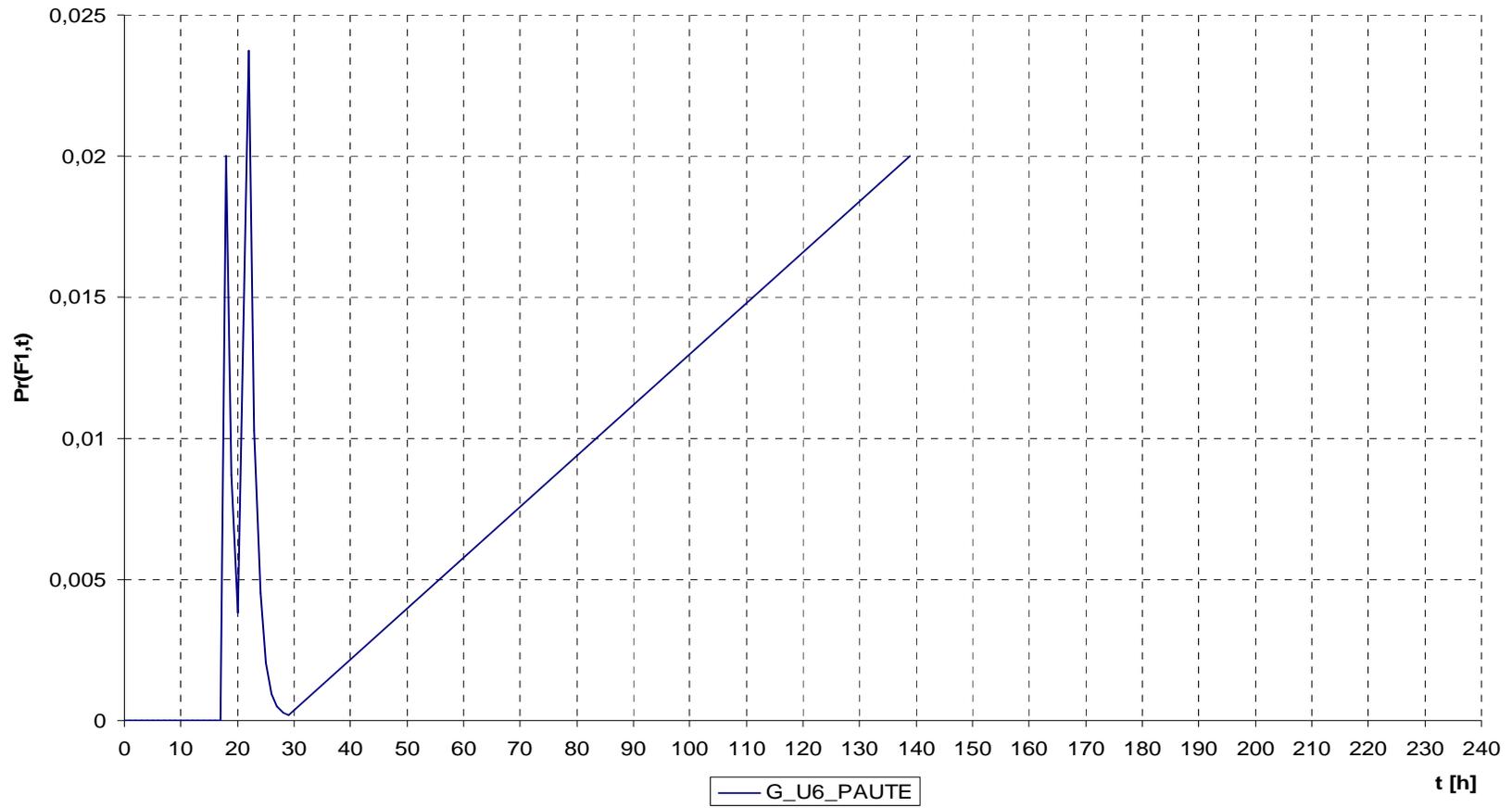


Fig. 4.4 Distribución de Probabilidad de Falla Paute C U6

## DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DEL ESTADO DE FALLA F1

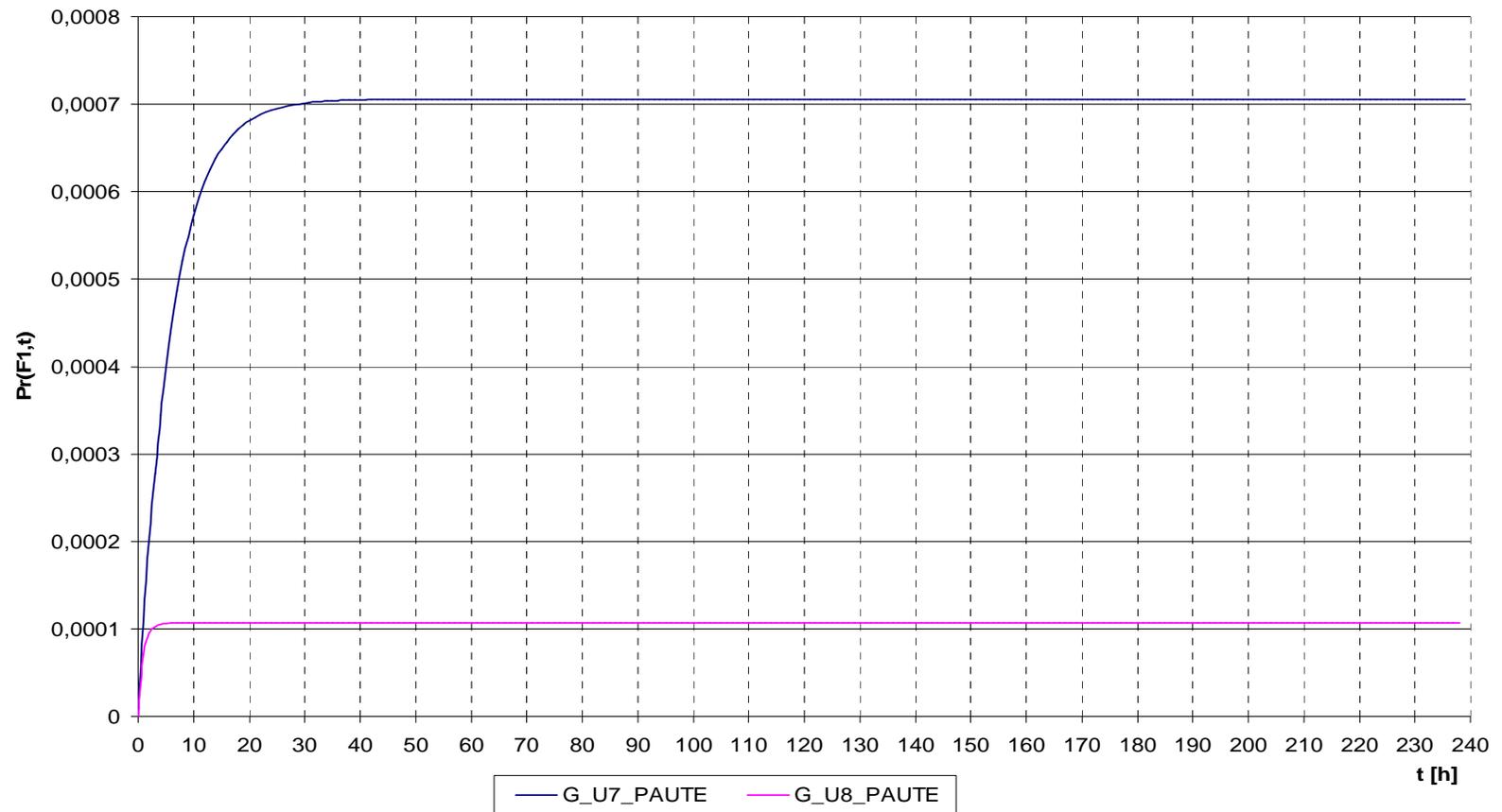


Fig. 4.5 Distribución de Probabilidad de Falla Paute C U7 y U8



Fig. 4.6 Distribución de Probabilidad de Falla Paute C U9



Fig. 4.7 Distribución de Probabilidad de Falla Paute C U10

#### **4.1.3 HIDROAGOYAN.**

En la figura 4.8 se representa la distribución de probabilidad de falla de las unidades U1 y U2 de HidroAgoyán, se observa que U1 es despachada desde el tiempo  $t = 0$  h hasta  $t = 117$ h, en el instante  $t = 136$ h se produce el arranque de la unidad lo que es representado por un pico debido al efecto que este produce sobre la distribución de probabilidad, la unidad se mantiene despachado hasta  $t = 239$ h lo que permite que la distribución de probabilidad de falla tome valores estacionarios. Por otra parte se obtiene una probabilidad de falla de cero de la unidad U2 debido a que no ha sido requerida en el periodo de análisis presentado.

#### **4.1.4 HIDROPUCARÁ.**

Con ayuda de la figura 4.9 se puede establecer, que en el intervalo definido desde  $t = 0$ h hasta  $t = 90$ h la central es considerada como un bloque de semibase, por la gran cantidad de picos producidos por los arranques de las unidades. Mientras que en el intervalo de  $t = 90$ h hasta  $t = 146$ h se observa un comportamiento del tipo de un bloque de base, debido a que la probabilidad de falla alcanza valores estacionarios.

#### **4.1.5 HIDRONACIÓN.**

En la figura 4.10 se presenta la distribución de probabilidad de falla de las unidades U1, U2 y U3 de HidroNación, de acuerdo a las figuras se observa que cada unidad es arrancada una vez al día. Se denota que el tiempo entre arranque es el suficiente para que las unidades alcancen el valor estacionario de su probabilidad del estado de falla F1 y que las probabilidades de falla en el arranque posteriores sean similares para cada periodo.

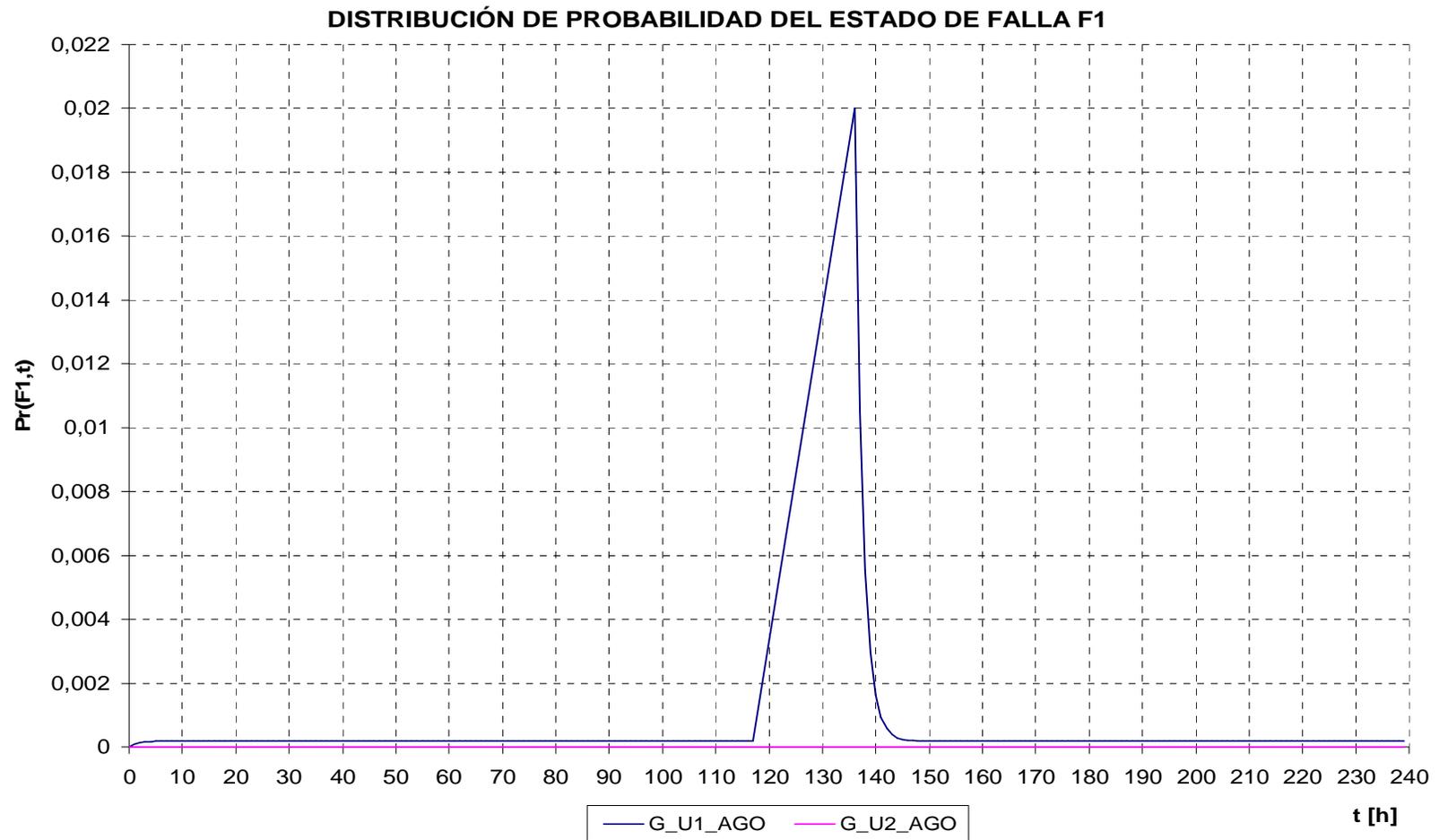


Fig. 4.8 Distribución de Probabilidad de Falla Agoyán AB U1 y U2

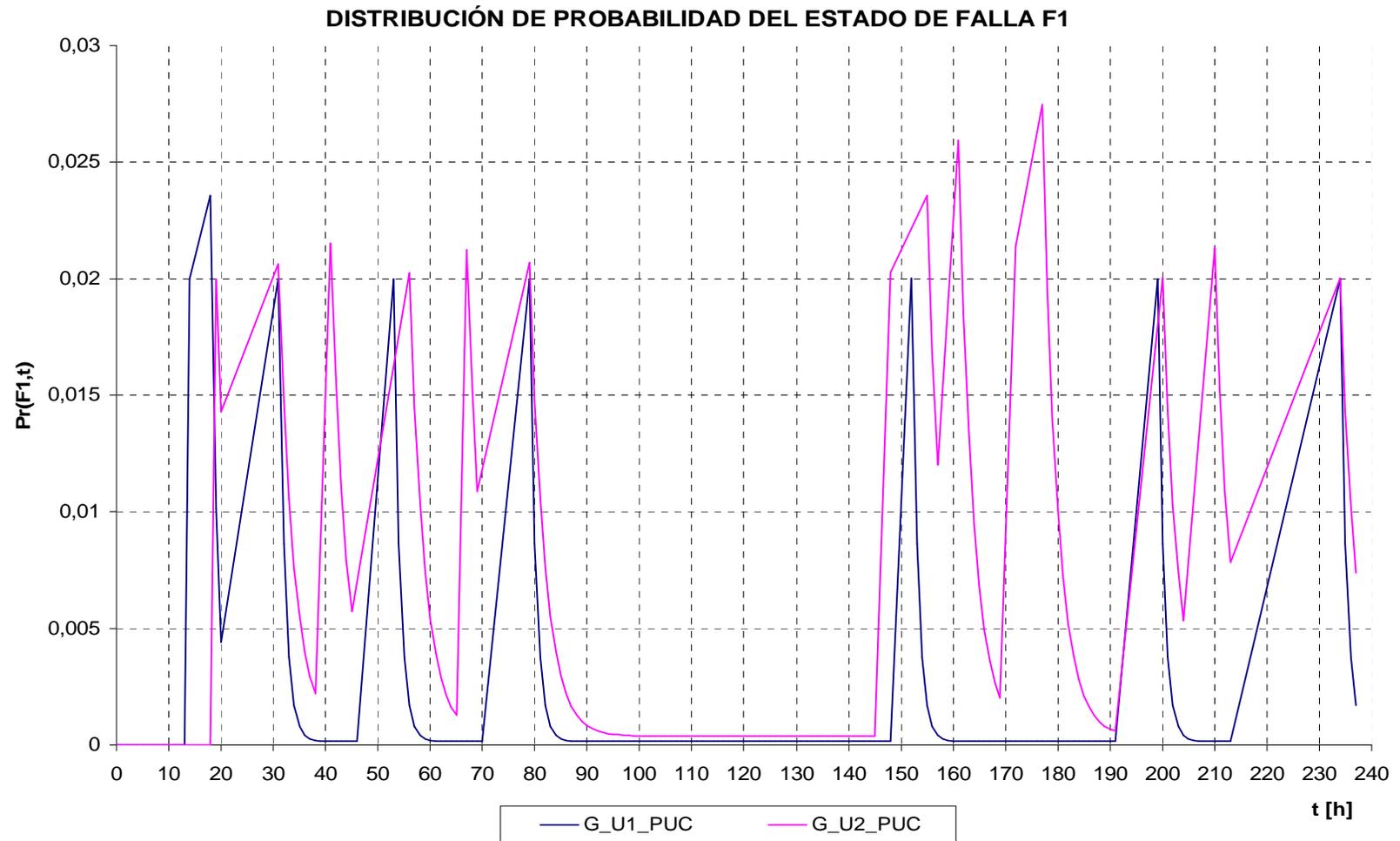


Fig. 4.9 Distribución de Probabilidad de Falla Pucará U1 y U2

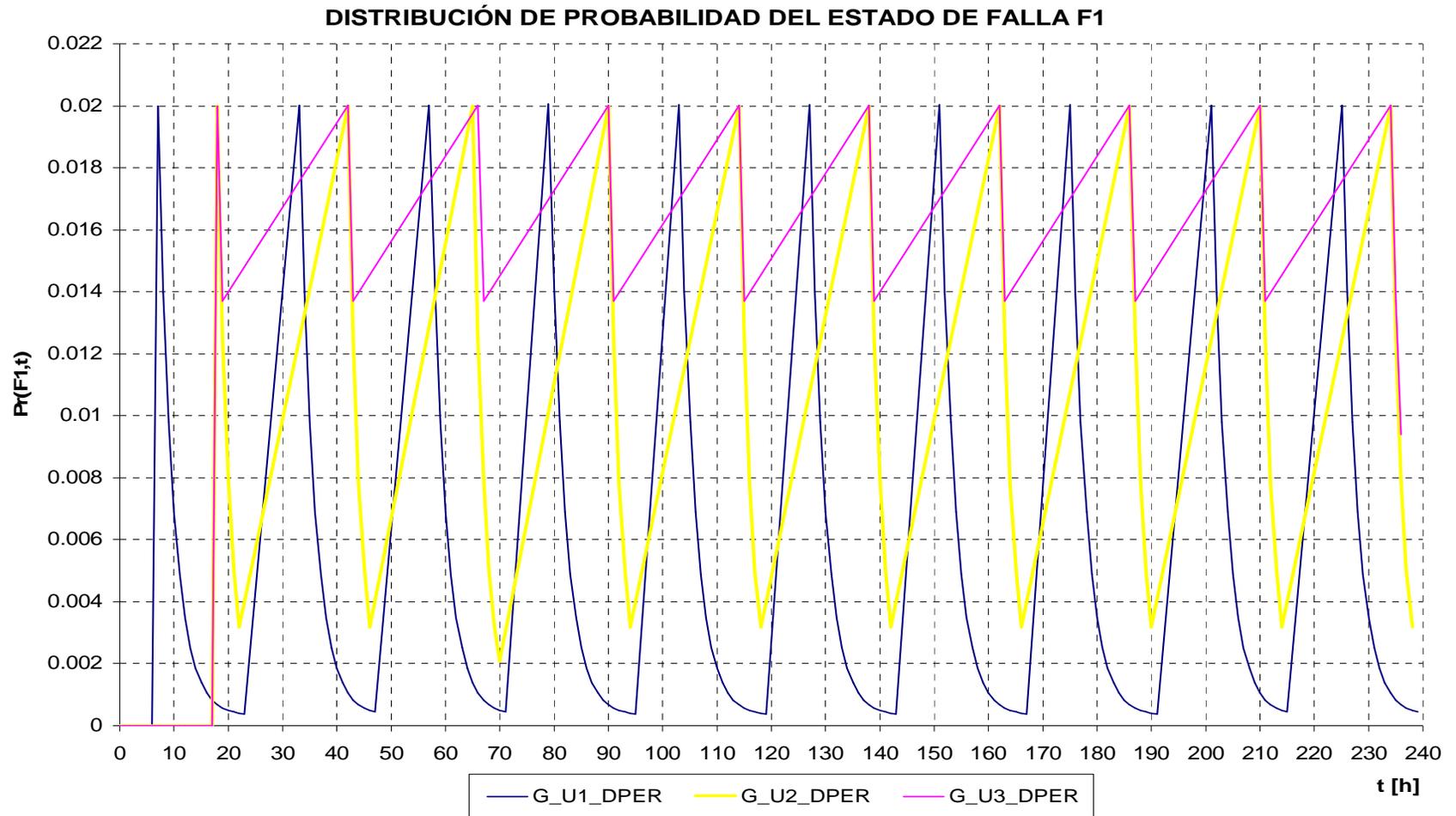


Fig. 4.10 Distribución de Probabilidad de Falla HidroNación U1, U2 y U3

#### 4.1.6 INTERCONEXIÓN COLOMBIA 230KV.

La interconexión con Colombia a 230 kV se realiza a través de la línea de transmisión de dos circuitos Pomasqui Jamondino, la cual ha sido modelada como un bloque generador ficticio para facilitar el análisis de confiabilidad de sistema de generación. Se asume que los valores de potencia que se transfieren por la línea son definidas en el despacho, sin considerar por cual de sus dos circuitos se lo realice, además que en caso de falla en cualquiera de los dos circuitos se realiza la desconexión completa de la línea.

Se extrajeron los datos estadísticos de la línea de transmisión de la interconexión para establecer los parámetros que definen la función de distribución de probabilidad del bloque generador ficticio interconexión.

El procedimiento del levantamiento estadístico fue realizado de igual manera que en el caso de los generadores, pero considerando los criterios establecidos en el "Procedimiento de Índices de Confiabilidad" en la sección definida para sistemas de transmisión, publicado por la Dirección de Operación en la página web del CENACE

Se considera una tasa de falla en el arranque, debido a la probabilidad de falla en el momento de conexión y desconexión de la línea y no se consideran afectaciones por cuestiones de sobrecarga de la línea, debido a que se establece hipotéticamente que siempre se cumplirá con la transferencia de potencia programada a través de la misma.

En la figura 4.11 se observa que la probabilidad de falla de la interconexión se va incrementando paulatinamente desde la hora 24 hasta llegar a su pico máximo en la hora 63, esto se debe a que se produce múltiples conexiones y desconexiones de los dos circuitos de la interconexión, lo que producirá la afectación del sistema en el periodo comprendido entre el día dos y tres.

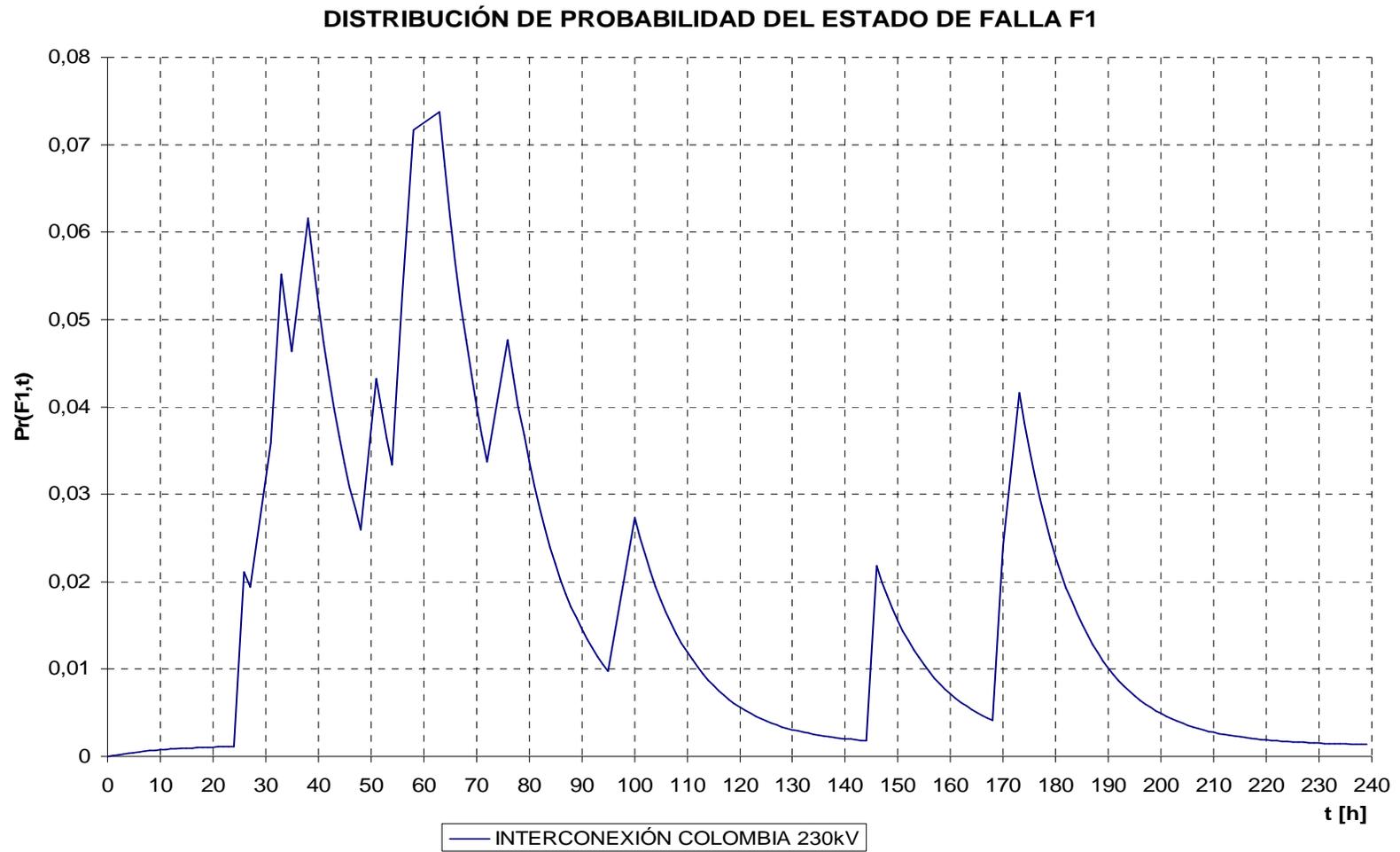


Fig. 4.11 Distribución de Probabilidad de Falla Interconexión Colombia 230kV

#### 4.1.7 CENTRALES TÉRMICAS.

Las centrales térmicas se han modelado de manera individual, debido a que se cuentan con los datos de las potencias de operación de cada una de ellas. Las funciones de distribución de probabilidad de falla fueron obtenidas en función a los despachos.

En esta sección se presentan las unidades de generación térmica más representativas en el sistema, aunque algunas de ellas no han sido incluidas, debido a no encontrarse despachadas en el periodo escogido para el análisis.

En las figuras 4.12, 4.13 y 4.14 se presentan las curvas de distribución de probabilidad de falla  $F1$  de cuatro unidades térmicas que son consideradas en el plan de operación como bloques de base, TV2 y TV3 Gonzalo Zevallos, la unidad a Vapor Aníbal Santos y la central térmica Esmeraldas. Todas las unidades se encuentran operando las 240 horas a excepción de la unidad TV2 Gonzalo Zevallos que se mantiene despachada hasta  $t = 189h$  y arranca nuevamente al tiempo  $t = 229h$ , manteniéndose en operación hasta  $t = 239h$ . Se puede observar que las unidades poseen una distribución de probabilidad de falla de tipo exponencial debido a que no son sometidas a arranques.

Las curvas de distribución de probabilidad de falla mostradas desde la figuras 4.15 hasta la 4.18 representan las curvas de comportamiento de los bloques de generación: Trinitaria, Machala Power y Electroquil. Despachados como bloques de semi base.

Desde la figura 4.19 hasta la figura 4.21 se muestran las curvas de distribución de probabilidad de falla de los bloques de generación, Alvaro Tinajero U1 y U2, Aníbal Santos U1, U2, U3, U5 y U6. Las que son despachadas en punta, debido a que poseen un arranque rápido y su costo de operación es alto.

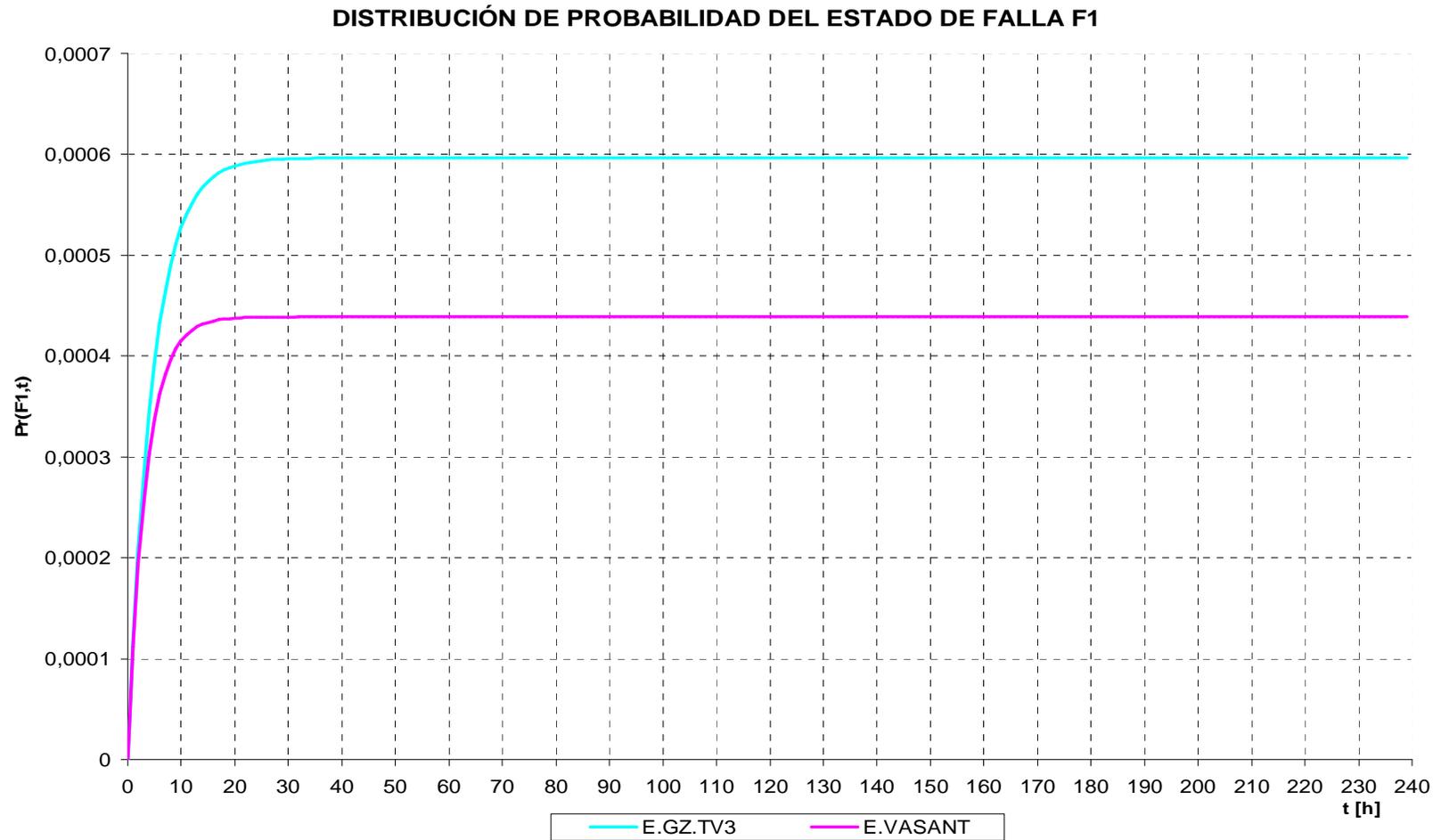


Fig. 4.12 Distribución de Probabilidad de Falla Centrales Térmicas.

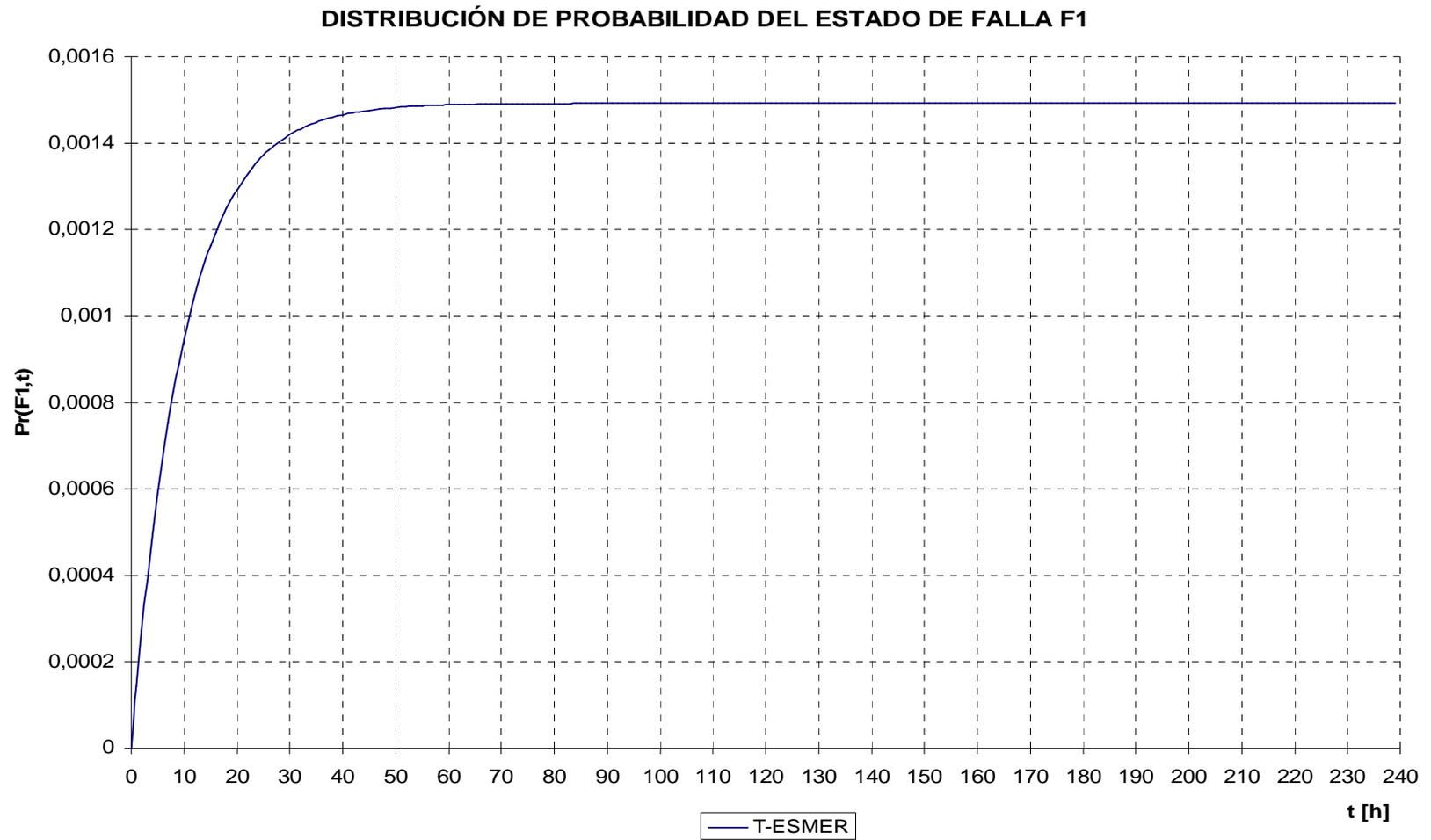


Fig. 4.13 Distribución de Probabilidad de Falla Central Térmica Esmeraldas.

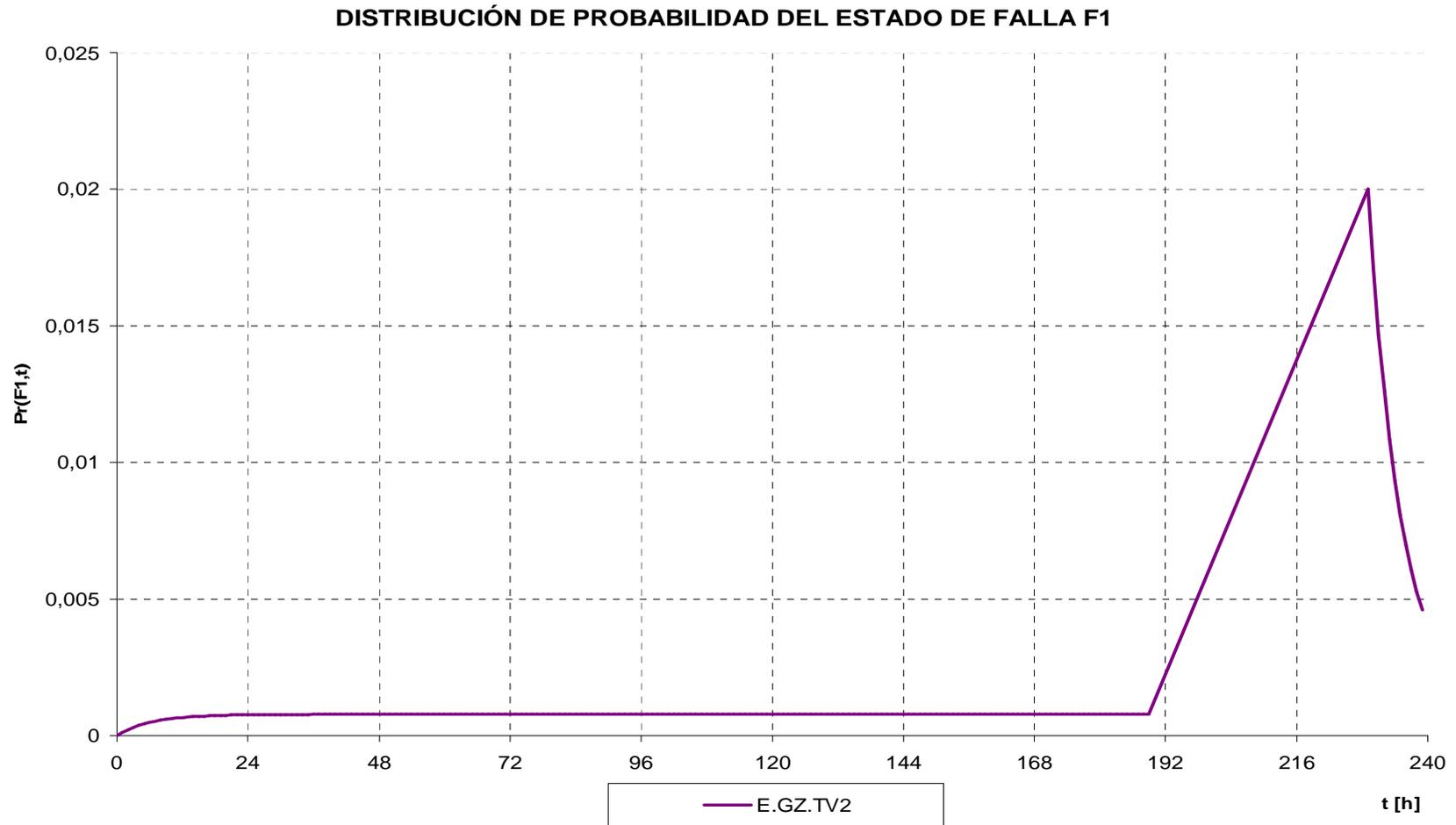


Fig. 4.14 Distribución de Probabilidad de Falla Central Gonzalo Cevallos TV2.

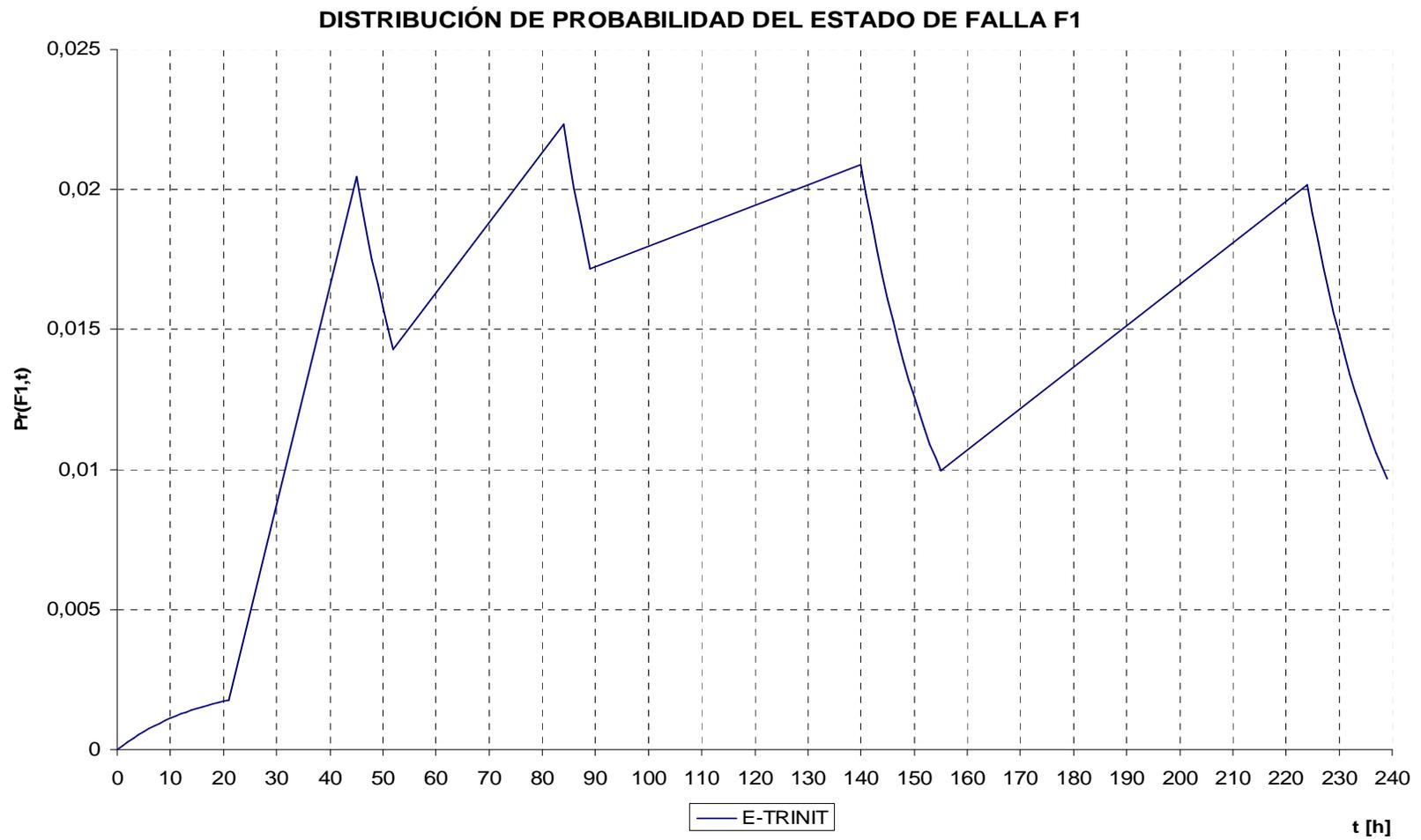


Fig. 4.15 Distribución de Probabilidad de Falla Central Térmica Trinitaria.

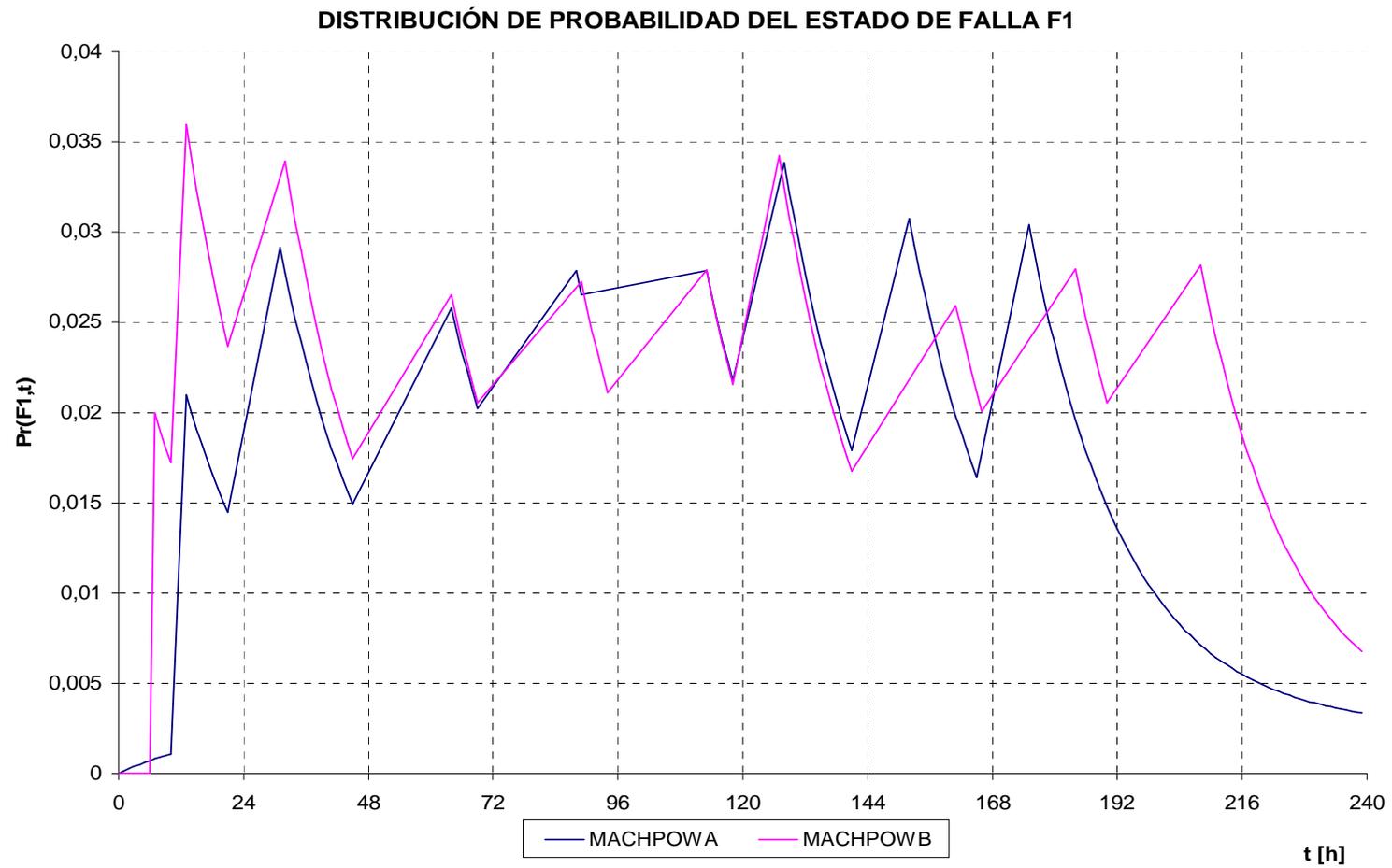


Fig. 4.16 Distribución de Probabilidad de Falla Centrales Térmicas.

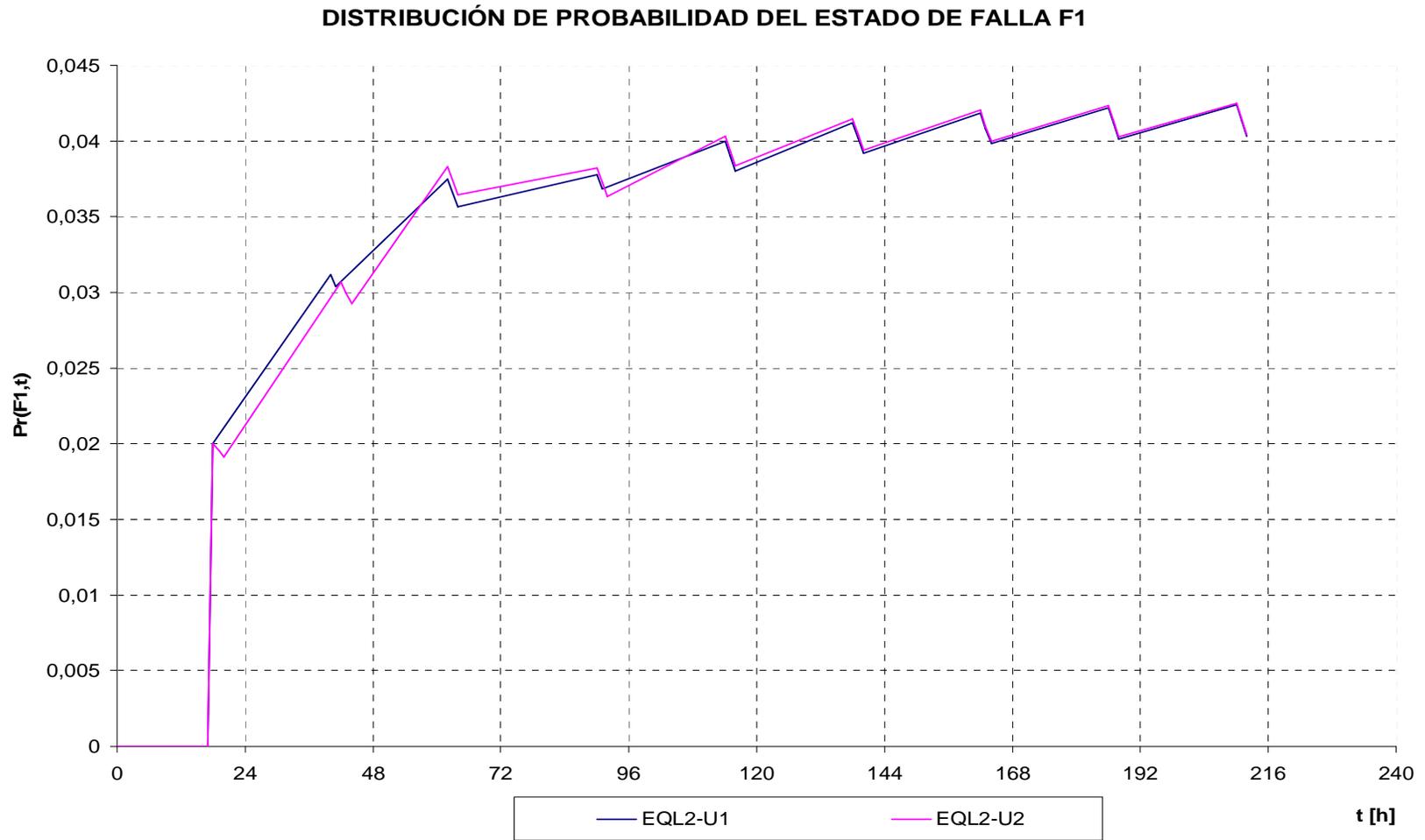


Fig. 4.17 Distribución de Probabilidad de Falla Centrales Térmicas.

## DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DEL ESTADO DE FALLA F1

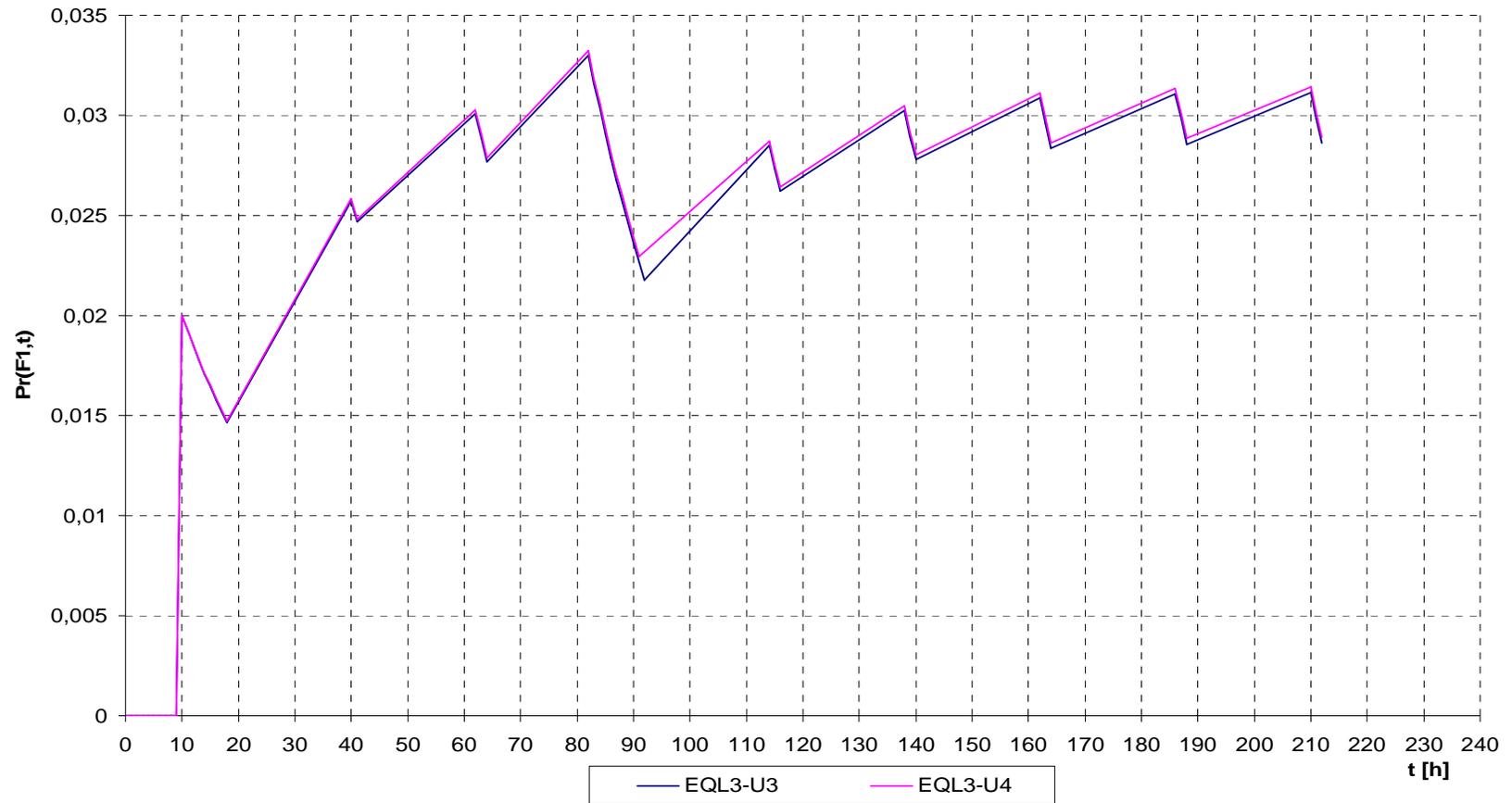


Fig. 4.18 Distribución de Probabilidad de Falla Centrales Térmicas.

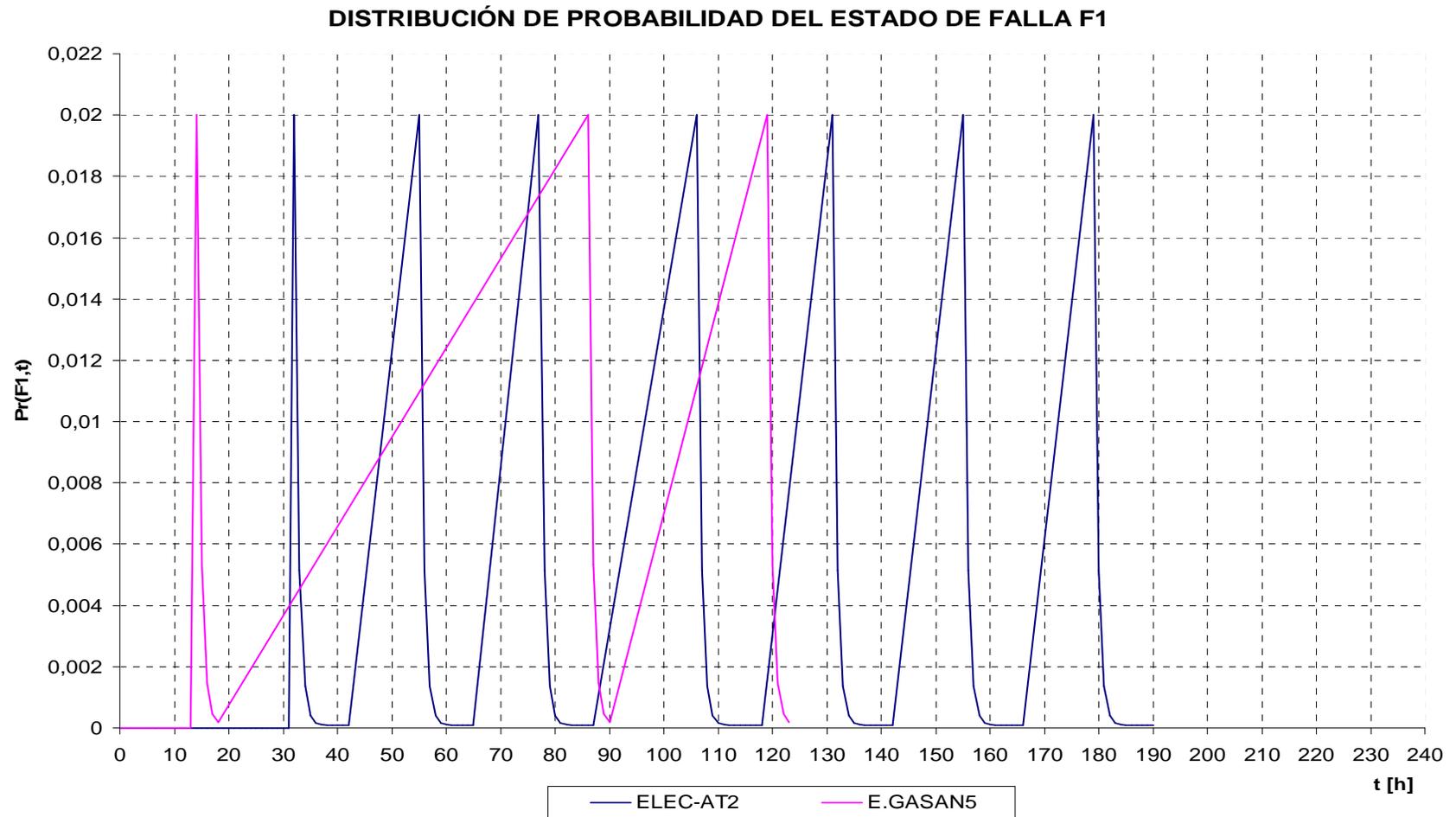


Fig. 4.19 Distribución de Probabilidad de Falla Centrales Térmicas.

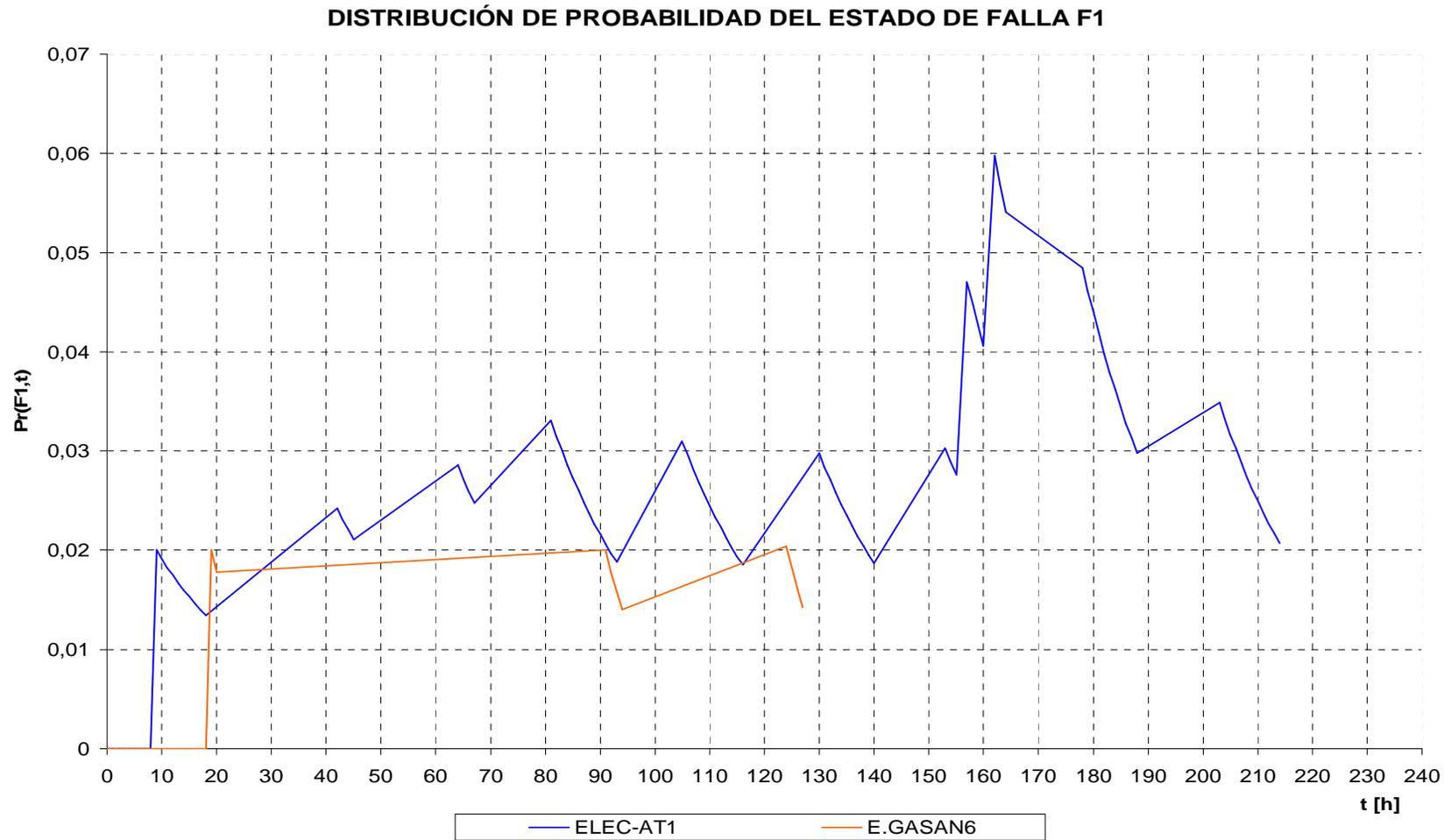


Fig. 4.20 Distribución de Probabilidad de Falla Centrales Térmicas.

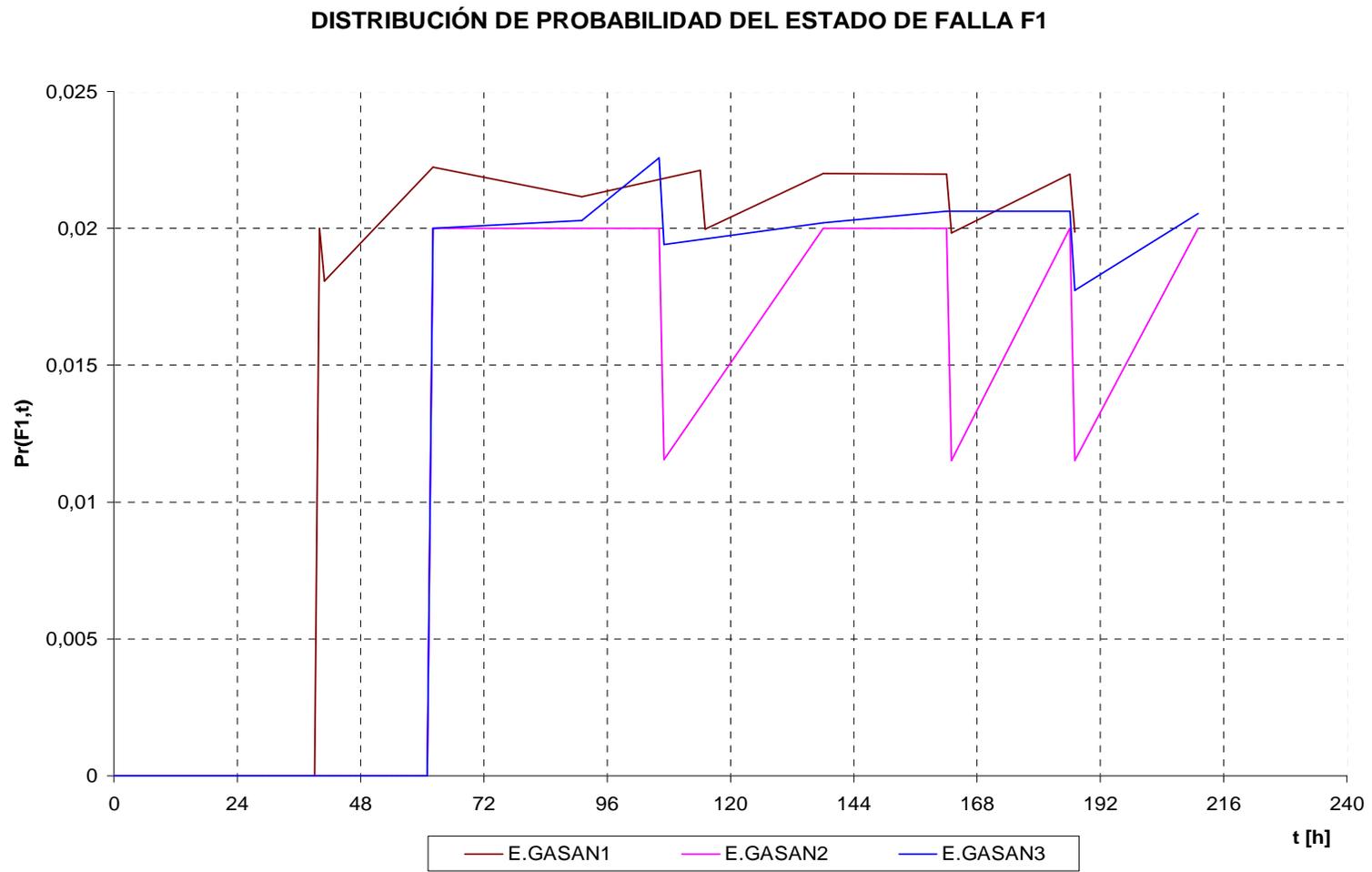


Fig. 4.21 Distribución de Probabilidad de Falla Centrales Térmicas.

## **4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL ALGORITMO RECURSIVO.**

Para la aplicación del algoritmo recursivo se escogió los escenarios de demanda más representativos en el sistema, los periodos de demanda mínima 03h00, demanda media 12h00 y demanda máxima 19h00, para cada uno de los diez días considerados en el análisis.

### **4.2.1 ANÁLISIS Y RESULTADOS DIARIOS DE CONFIABILIDAD.**

Se presentan las curvas y los resultados obtenidos a través del algoritmo recursivo por cada uno de los diez días de análisis (en el periodo viernes 3 de febrero al domingo 12 de febrero del 2006). Por medio de estos se obtendrán las respectivas curvas para analizar y determinar:

- La potencia de reserva total expresada como un porcentaje de la demanda total del sistema para cumplir con niveles deseados de confiabilidad para el sistema.
- El nivel de confiabilidad que posee el sistema en función del nivel de reserva establecido como un porcentaje de la potencia total demandada.

En las curvas obtenidas se denota la siguiente nomenclatura:

**R – Dmin:** Resultados del algoritmo recursivo escenario de demanda mínima.

**R – Dmed:** Resultados del algoritmo recursivo escenario de demanda media.

**R – Dmáx:** Resultados del algoritmo recursivo escenario de demanda máxima.

**Dmin:** Probabilidad de error en el pronóstico de la demanda mínima.

**Dmed:** Probabilidad de error en el pronóstico de la demanda media.

**Dmáx:** Probabilidad de error en el pronóstico de la demanda máxima.

#### 4.2.1.1 Análisis de resultados del día 1.

Los resultados obtenidos para el primer día de análisis son presentados mediante las siguientes curvas de distribución de probabilidad de la figura 4.22. Se presentan las curvas de distribución de probabilidad del error en el pronóstico de la demanda y las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio para los periodos de demanda mínima, media y máxima obtenidos con el algoritmo recursivo R. Para el día en análisis se obtuvieron los siguientes datos de demanda:

Tabla. 4.1 Demanda del Día 1.

PERIODO - HORA	Dmin - 3	Dmed - 12	Dmáx - 19
Demanda (MW)	1298	1802	2427

Se aprecia que para este día de análisis, Viernes 3 de febrero del 2006, se tienen el mayor valor de demanda total en el periodo de demanda máxima

En la tabla 4.2 se presenta la potencia de reserva requerida en cada escenario de análisis, para obtener un nivel de confiabilidad deseado (Índice de Confiabilidad), y se muestra que porcentaje de la demanda total que representa, para cada periodo de análisis.

Estos datos se obtienen de la realización del algoritmo recursivo. Con los resultados mostrados en la figura 4.22 se ubica el valor de probabilidad de potencia fuera de servicio deseado y se encuentra la potencia que concuerda con esa probabilidad y se determina la reserva requerida.

En los resultados mostrados en la figura 4.22 se aprecia que debido a que las condiciones iniciales que son:  $\Pr(O1, t = 0) = 1$  y  $\Pr(F1, t = 0) = 0$ . La curva "R - Dmin" obtenida con el algoritmo recursivo y la curva "Dmin" que representa la probabilidad de error en el pronóstico de la demanda se sobreponen.

Cuando este proceso se aplique de forma continua las condiciones iniciales variaran progresivamente lo cual brindará mayores opciones de análisis.

Tabla. 4.2 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 1.

PERIODO- HORA		Dmin - 3	Dmed - 12	Dmáx - 19
Confiabilidad	Pr(Pf>p)	Potencia de Reserva [MW] / % de la Demanda Total		
99 %	1,00E-02	93 7,16%	141 7,82%	198 8,16%
98 %	2,00E-02	82 6,32%	124 6,88%	174 7,17%
97 %	3,00E-02	75 5,78%	113 6,27%	160 6,59%
96 %	4,00E-02	70 5,39%	105 5,83%	149 6,14%
95 %	5,00E-02	65 5,01%	98 5,44%	141 5,81%
94 %	6,00E-02	62 4,78%	93 5,16%	133 5,48%
93 %	7,00E-02	59 4,55%	88 4,88%	127 5,23%
92 %	8,00E-02	56 4,31%	84 4,66%	121 4,99%
91 %	9,00E-02	53 4,08%	81 4,50%	116 4,78%
90 %	1,00E-01	51 3,93%	77 4,27%	111 4,57%

En la tabla 4.3 se presenta el nivel de confiabilidad que se alcanza cuando se fija para cada escenario un porcentaje de la demanda total como potencia de reserva, esto es obtenido fijando la reserva en MW y obteniendo gráficamente la probabilidad de potencia fuera de servicio en las curvas de la figura 4.22.

Tabla. 4.3 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 1.

<b>PERIODO- HORA</b>	<b>Dmin - 3</b>	<b>Dmed - 12</b>	<b>Dmáx - 19</b>
<b>% de la Demanda</b>	<b>Potencia de Reserva [ MW ] / Pr ( Pf &gt; P )</b>		
1,00%	13 0,371774282	18 0,401610611	24 0,435333108
2,00%	26 0,254808722	36 0,284259345	49 0,312590705
3,00%	39 0,160855891	54 0,187192853	73 0,212326116
4,00%	52 0,093228288	72 0,114627449	97 0,134607956
5,00%	65 0,049581037	90 0,06544064	121 0,079680116
6,00%	78 0,024290833	108 0,035074643	146 0,043022721
7,00%	91 0,011099013	126 0,017888776	170 0,022385244
8,00%	104 0,004866298	144 0,008887381	194 0,011065678
9,00%	117 0,002162466	162 0,004462779	218 0,005268554
10,00%	130 0,001053966	180 0,00237744	243 0,002383636

**DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DE POTENCIA FUERA DE SERVICIO VIERNES 03-02-06**

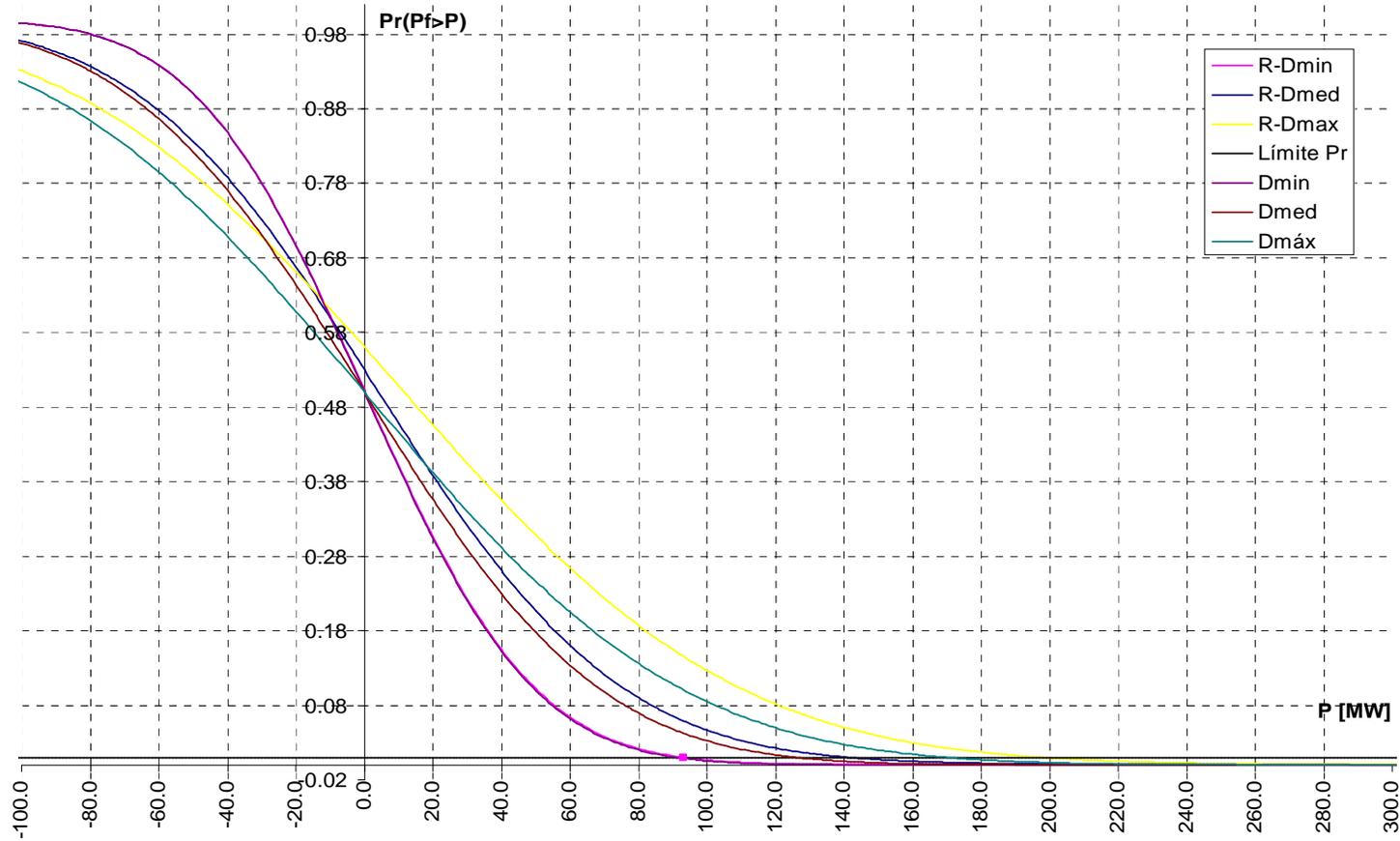


Fig. 4.22 Distribución de Probabilidad de Potencia fuera de Servicio del Día 1.

#### 4.2.1.2 Análisis de resultados del día 2.

Los resultados obtenidos para el día dos son establecidos en figura 4.23 por las correspondientes curvas de distribución de probabilidad. En estas se presentan las curvas de error en el pronóstico de la demanda y las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio para los periodos de demanda mínima, media y máxima obtenidos con el algoritmo recursivo R.

Para el día en análisis se obtuvieron los siguientes datos de demanda:

Tabla. 4.4 Demanda del Día 2.

PERIODO - HORA	Dmin - 26	Dmed - 35	Dmáx - 42
Demanda (MW)	1294	1575	2042

Tabla. 4.5 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 2.

PERIODO- HORA		Dmin - 26	Dmed - 35	Dmáx - 42
Confiabilidad	Pr(Pf>p)	Potencia de Reserva [MW] / % de la Demanda Total		
99 %	1,00E-02	98 7,57%	133 8,44%	277 13,57%
98 %	2,00E-02	85 6,57%	116 7,37%	237 11,61%
97 %	3,00E-02	78 6,03%	106 6,73%	205 10,04%
96 %	4,00E-02	72 5,56%	98 6,22%	178 8,72%
95 %	5,00E-02	68 5,26%	92 5,84%	158 7,74%
94 %	6,00E-02	64 4,95%	87 5,52%	144 7,05%
93 %	7,00E-02	61 4,71%	83 5,27%	133 6,51%
92 %	8,00E-02	58 4,48%	79 5,02%	124 6,07%
91 %	9,00E-02	55 4,25%	75 4,76%	117 5,73%
90 %	1,00E-01	53 4,10%	72 4,57%	111 5,44%



DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DE POTENCIA FUERA DE SERVICIO SÁBADO 04-02-06

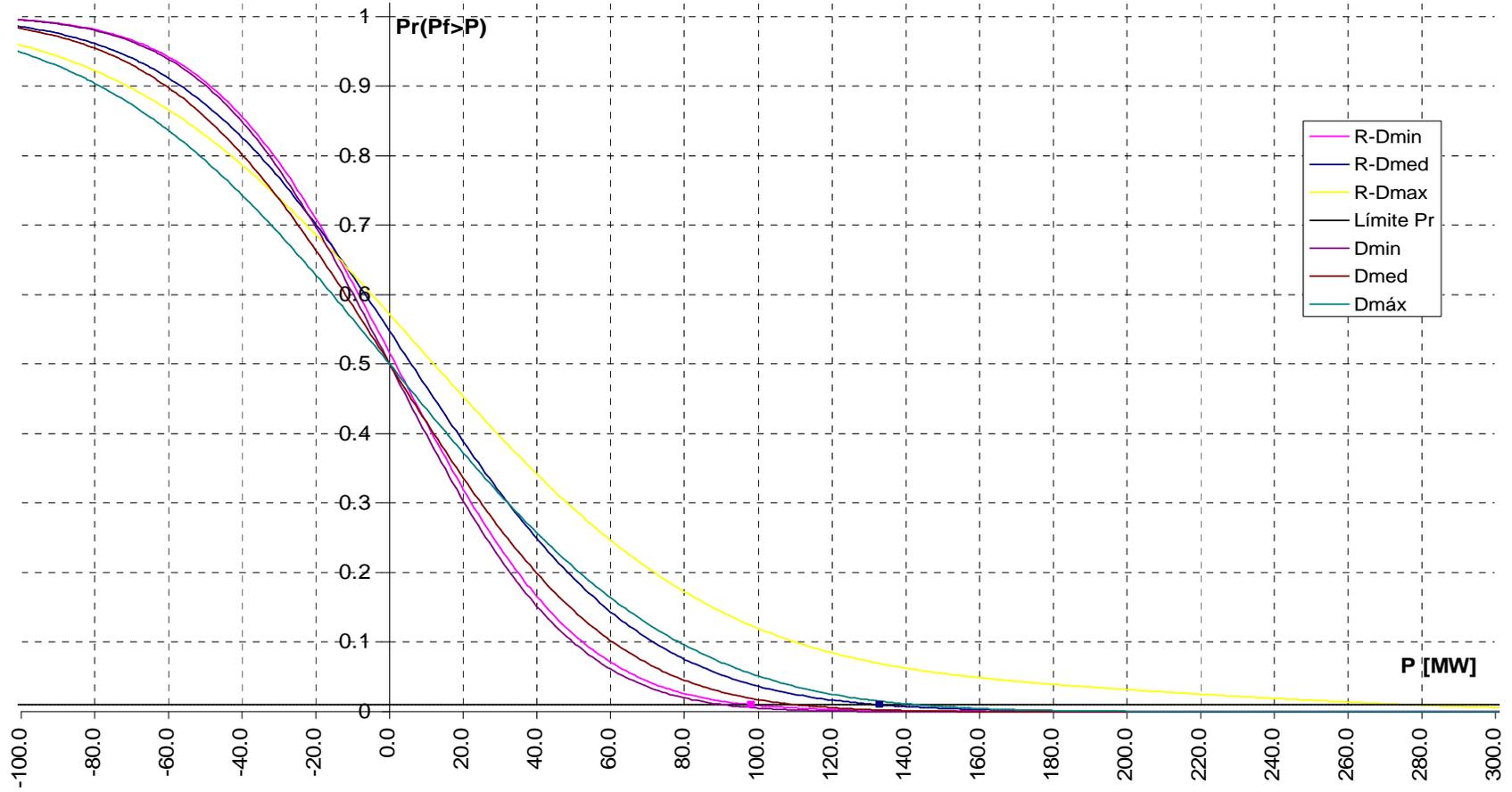


Fig. 4.23 Distribución de Probabilidad de Potencia fuera de Servicio del Día 2.

#### 4.2.1.3 Análisis de resultados del día 3.

Los resultados obtenidos para el día tres son establecidos por las siguientes curvas de distribución de probabilidad de la figura 4.24. Se presentan las curvas de error en el pronóstico de la demanda y las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio para los periodos de demanda mínima, media y máxima obtenidos con el algoritmo recursivo R.

Para el día en análisis se obtuvieron los siguientes datos de demanda:

Tabla. 4.7 Demanda del Día 3.

PERIODO - HORA	Dmin - 50	Dmed - 59	Dmáx - 66
Demanda (MW)	1240	1409	1984

Tabla. 4.8 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 3.

PERIODO- HORA		Dmin - 50	Dmed - 59	Dmáx - 66
Confiabilidad	Pr(Pf>p)	Potencia de Reserva [MW] / % de la Demanda Total		
99 %	1,00E-02	110 8,87%	109 7,74%	307 15,47%
98 %	2,00E-02	93 7,50%	94 6,67%	273 13,76%
97 %	3,00E-02	83 6,69%	86 6,10%	245 12,35%
96 %	4,00E-02	76 6,13%	80 5,68%	218 10,99%
95 %	5,00E-02	71 5,73%	75 5,32%	190 9,58%
94 %	6,00E-02	67 5,40%	71 5,04%	164 8,27%
93 %	7,00E-02	63 5,08%	67 4,76%	145 7,31%
92 %	8,00E-02	60 4,84%	64 4,54%	132 6,65%
91 %	9,00E-02	57 4,60%	61 4,33%	123 6,20%
90 %	1,00E-01	54 4,35%	58 4,12%	115 5,80%

Tabla. 4.9 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia Día 3.

PERIODO- HORA	Dmin - 50	Dmed - 59	Dmáx - 66
% de la Demanda	Potencia de Reserva [ MW ] / Pr ( Pf > P )		
1,00%	12 0,401133661	14 0,390809227	20 0,452705545
2,00%	25 0,280241286	28 0,274018024	40 0,34030733
3,00%	37 0,189125524	42 0,178388668	60 0,245950985
4,00%	50 0,116401724	56 0,107808034	79 0,177231158
5,00%	62 0,071425187	70 0,060726539	99 0,126464944
6,00%	74 0,043025274	85 0,030723326	119 0,093898237
7,00%	87 0,024942732	99 0,015597882	139 0,074137337
8,00%	99 0,015355614	113 0,007823696	159 0,062072034
9,00%	112 0,009242536	127 0,003995702	179 0,053772843
10,00%	124 0,005793258	141 0,002115658	198 0,047056332

Observando la figura 4.24 se aprecia que las curvas obtenidas para los periodos de demanda mínima y demanda media se sobreponen en ciertos niveles de potencia, esto se debe a que las unidades y el número de ellas son similares en los dos periodos, solo se varía en la potencia despachada de las unidades, por lo tanto los niveles de probabilidad de falla son similares en la mayoría de los casos a excepción de la unidad térmica Trinitaria que es reemplazada por las dos unidades de HidroPucará.

En el caso del periodo de demanda máxima se presenta una desviación considerable frente a las curvas obtenidas para los periodos de media, mínima e incluso la distribución de probabilidad de error en el pronóstico de la demanda, debido a que la probabilidad de falla de la interconexión posee altos niveles en la hora 66, como se aprecia en la figura 4.11. Además la potencia de transferencia por la interconexión representa un gran porcentaje de la demanda total por lo cual el comportamiento del bloque afecta considerablemente al sistema.

## DISTRIBUCIÓN PROBABILIDAD DE POTENCIA FUERA DE SERVICIO DOMINGO 05-02-06

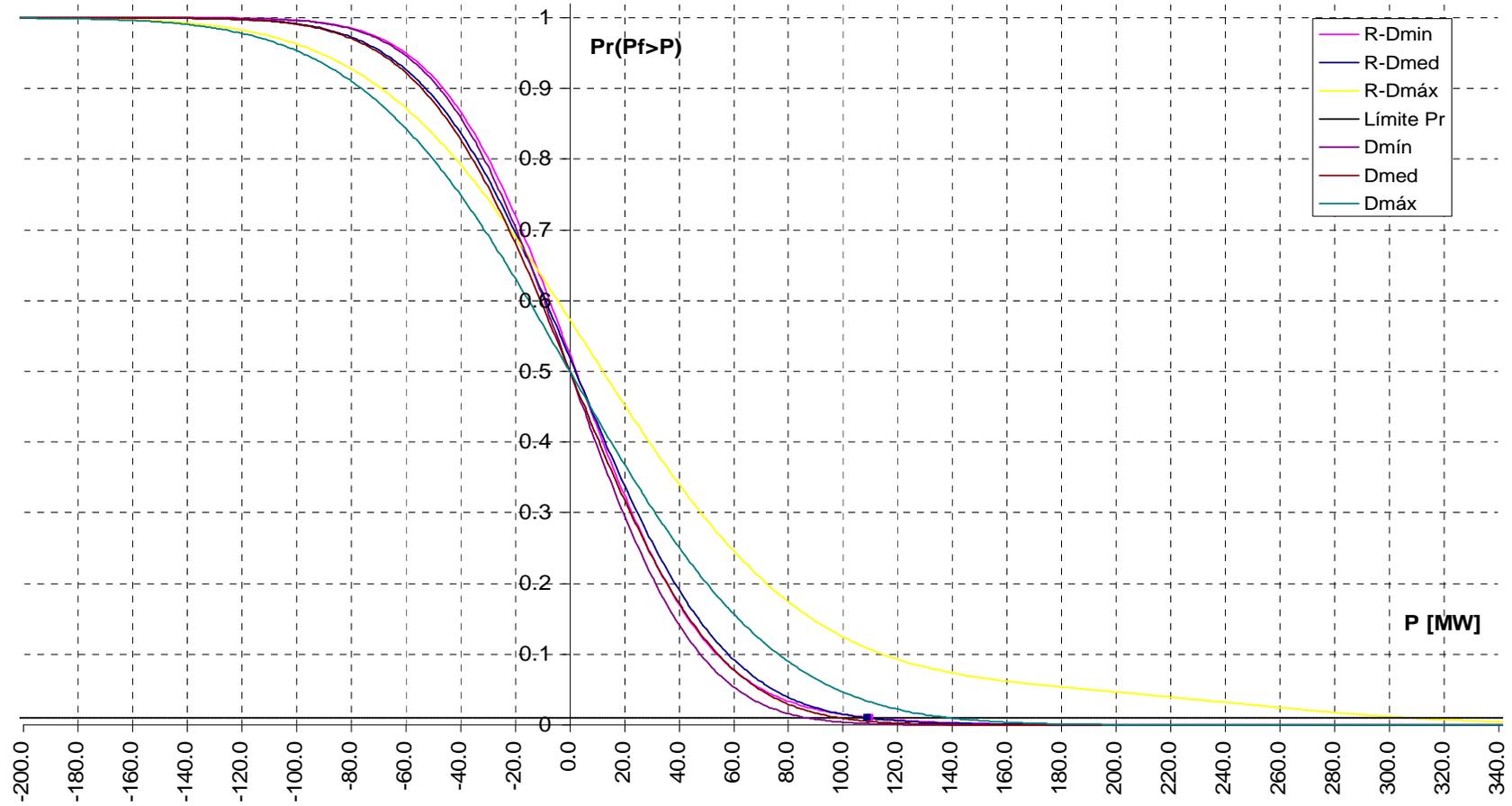


Fig. 4.24 Distribución de Probabilidad de Potencia fuera de Servicio del Día 3.

#### 4.2.1.4 Análisis de resultados día del 4.

Los resultados obtenidos para el día cuatro son establecidos por las curvas de distribución de probabilidad que se presentan en la figura 4.25. Las gráficas que se presentan son las curvas de error en el pronóstico de la demanda y las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio para los periodos de demanda mínima, media y máxima obtenidos con el algoritmo recursivo R.

Para el día en análisis se obtuvieron los siguientes datos de demanda:

Tabla. 4.10 Demanda del Día 4.

PERIODO - HORA	Dmin - 74	Dmed - 83	Dmáx - 90
Demanda (MW)	1158	1849	2239

Tabla. 4.11 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 4.

PERIODO- HORA		Dmin - 74	Dmed - 83	Dmáx - 90
Confiabilidad	Pr(Pf>p)	Potencia de Reserva [MW] / % de la Demanda Total		
99 %	1,00E-02	88 7,60%	268 14,49%	225 10,05%
98 %	2,00E-02	76 6,56%	213 11,52%	186 8,31%
97 %	3,00E-02	69 5,96%	160 8,65%	166 7,41%
96 %	4,00E-02	64 5,53%	136 7,36%	153 6,83%
95 %	5,00E-02	60 5,18%	123 6,65%	143 6,39%
94 %	6,00E-02	57 4,92%	114 6,17%	134 5,98%
93 %	7,00E-02	54 4,66%	106 5,73%	127 5,67%
92 %	8,00E-02	51 4,40%	100 5,41%	121 5,40%
91 %	9,00E-02	49 4,23%	95 5,14%	116 5,18%
90 %	1,00E-01	47 4,06%	91 4,92%	111 4,96%

Tabla. 4.12 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 4.

PERIODO- HORA	Dmin - 74	Dmed - 83	Dmáx - 90
% de la Demanda	Potencia de Reserva [ MW ] / Pr ( Pf > P )		
1,00%	12 0,377781552	18 0,434321737	22 0,455631852
2,00%	23 0,266430767	37 0,315593068	45 0,334424366
3,00%	35 0,167924582	55 0,221114282	67 0,234500575
4,00%	46 0,102075323	74 0,145315933	90 0,152742501
5,00%	58 0,054911038	92 0,095749811	112 0,096890752
6,00%	69 0,029353792	111 0,062746653	134 0,059849611
7,00%	81 0,01435062	129 0,044572856	157 0,03611941
8,00%	93 0,007169793	148 0,033983675	179 0,022874573
9,00%	104 0,004090993	166 0,028393396	202 0,014826309
10,00%	116 0,002468994	185 0,02457689	224 0,010142001

En la figura 4.25 se puede observar que debido a que la diferencia entre la potencia de la demanda media y la demanda máxima es de 390MW, la desviación entre las curvas de distribución de probabilidad de error en el pronóstico de la demanda de estos dos periodos es pequeña. El efecto de esas condiciones es más evidente desde los 170MW en adelante, en donde la curva de distribución obtenida con el algoritmo recursivo para el periodo de demanda media se sobrepone al de demanda máxima. Al analizar la figura 4.11 donde se presenta la distribución de probabilidad de falla de la Interconexión Colombia 230kV, se puede apreciar que el bloque ficticio experimenta un arranque en la hora 76 y se mantiene en operación hasta la hora 95, ocasionando que la hora 83 tenga un valor de probabilidad mayor que la hora 90. De igual manera en la figura 4.18 se observa un fenómeno similar producido en las unidades de Electroquil U3 y U4, debido a que arrancan en la hora 82 provocando que la probabilidad de falla de las unidades sea mayor en la hora 83 que en la hora 90. Originando que las curvas de distribución de probabilidad se sobrepongan.

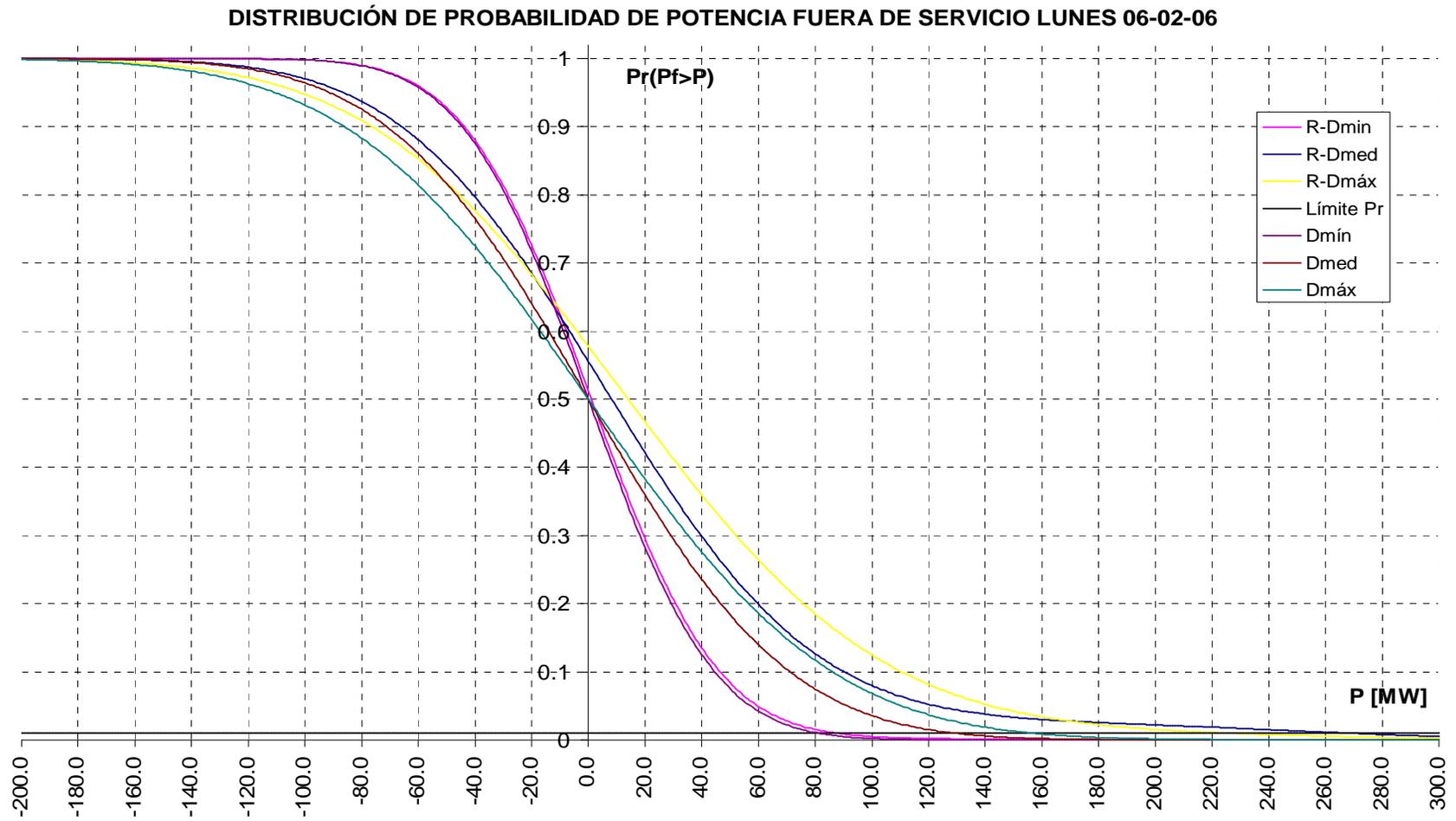


Fig. 4.25 Distribución de Probabilidad de Potencia fuera de Servicio del Día 4.

#### 4.2.1.5 Análisis de resultados del día 5.

Los resultados obtenidos para el día cinco son establecidos por las curvas de distribución de probabilidad de la figura 4.26. Se presentan las curvas de error en el pronóstico de la demanda y las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio para los periodos de demanda mínima, media y máxima obtenidos con el algoritmo recursivo R.

Para el día en análisis se obtuvieron los siguientes datos de demanda:

Tabla. 4.13 Demanda del Día 5.

PERIODO - HORA	Dmin - 98	Dmed - 107	Dmáx - 114
Demanda (MW)	1322	1864	2310

Tabla. 4.14 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 5.

PERIODO- HORA		Dmin - 98	Dmed - 107	Dmáx - 114
Confiabilidad	Pr(Pf>p)	Potencia de Reserva [MW] / % de la Demanda Total		
99 %	1,00E-02	99 7,49%	227 12,18%	217 9,39%
98 %	2,00E-02	86 6,51%	153 8,21%	186 8,05%
97 %	3,00E-02	78 5,90%	130 6,97%	168 7,27%
96 %	4,00E-02	73 5,52%	117 6,28%	156 6,75%
95 %	5,00E-02	68 5,14%	108 5,79%	147 6,36%
94 %	6,00E-02	64 4,84%	101 5,42%	139 6,02%
93 %	7,00E-02	61 4,61%	96 5,15%	132 5,71%
92 %	8,00E-02	58 4,39%	91 4,88%	126 5,45%
91 %	9,00E-02	56 4,24%	86 4,61%	120 5,19%
90 %	1,00E-01	53 4,01%	82 4,40%	116 5,02%

Tabla. 4.15 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 5.

PERIODO- HORA	Dmin - 98	Dmed - 107	Dmáx - 114
% de la Demanda	Potencia de Reserva [ MW ] / Pr ( Pf > P )		
1,00%	13 0,381744383	19 0,401157866	23 0,462586478
2,00%	26 0,266049252	37 0,288789369	46 0,344590021
3,00%	40 0,165599614	56 0,191220128	69 0,241671218
4,00%	53 0,098394815	75 0,119482931	92 0,159820565
5,00%	66 0,054292362	93 0,074031632	116 0,098098934
6,00%	79 0,02811826	112 0,044882765	139 0,058878176
7,00%	93 0,013240726	130 0,029548022	162 0,034502078
8,00%	106 0,006578505	149 0,021096225	185 0,020203006
9,00%	119 0,003425721	168 0,016765765	208 0,012089552
10,00%	132 0,001917987	186 0,014308574	231 0,007474481

En la tabla 4.14 se presenta un resumen de los posibles porcentajes de la demanda que deben ser asignados como reserva en cada periodo de análisis del día, para obtener un nivel de probabilidad de potencia fuera de servicio deseado. En la tabla 4.15 se presenta un resumen de los niveles de probabilidades de potencia fuera de servicio que se obtiene al asignar un determinado porcentaje de la demanda como reserva para el día en análisis.

En la figura 4.26 se puede apreciar que las curva de distribución de probabilidad de error en el pronóstico de la demanda mínima y la de probabilidad de potencia fuera de servicio para demanda mínima, casi se sobreponen la una a la otra, esto se debe a que las unidades de base alcanzaron ya su nivel de probabilidad de falla estacionario, el cual es relativamente pequeño.

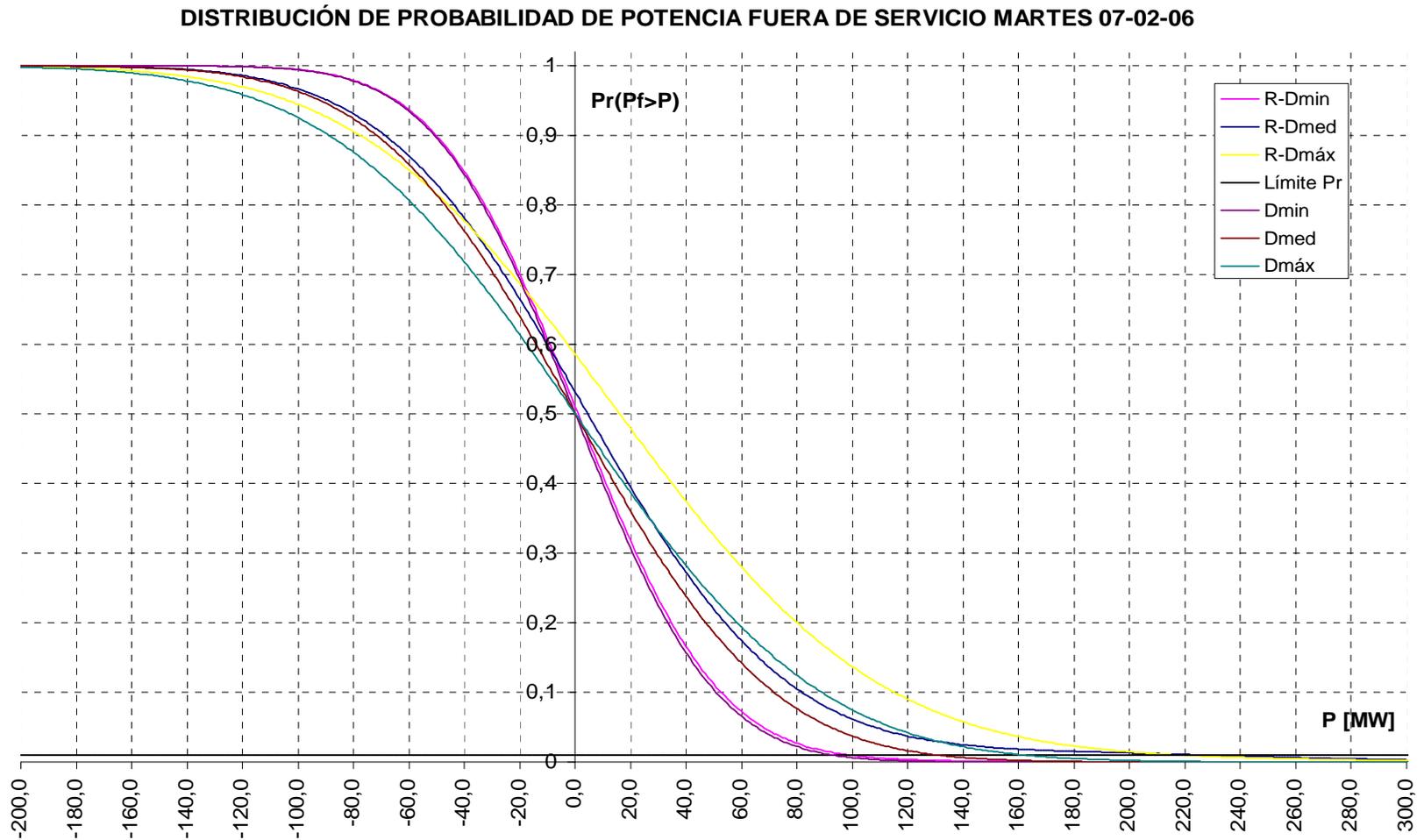


Fig. 4.26 Distribución de Probabilidad de Potencia fuera de Servicio del Día 5.

#### 4.2.1.6 Análisis de resultados del día 6.

Los resultados obtenidos para el día seis son establecidos por las siguientes curvas de distribución de probabilidad de la figura 4.27. Se presentan las curvas de error en el pronóstico de la demanda y las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio para los periodos de demanda mínima, media y máxima obtenidos con el algoritmo recursivo R.

Para el día en análisis se obtuvieron los siguientes datos de demanda:

Tabla. 4.16 Demanda Día 6.

PERIODO - HORA	Dmin - 122	Dmed - 131	Dmáx - 138
Demanda (MW)	1312	1849	2304

Tabla. 4.17 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 6.

PERIODO- HORA		Dmin - 122	Dmed - 131	Dmáx - 138
Confiability	Pr(Pf>p)	Potencia de Reserva [MW] / % de la Demanda Total		
99 %	1,00E-02	98 7,47%	160 8,65%	198 8,59%
98 %	2,00E-02	86 6,55%	137 7,41%	174 7,55%
97 %	3,00E-02	78 5,95%	124 6,71%	160 6,94%
96 %	4,00E-02	72 5,49%	115 6,22%	149 6,47%
95 %	5,00E-02	68 5,18%	108 5,84%	141 6,12%
94 %	6,00E-02	64 4,88%	102 5,52%	133 5,77%
93 %	7,00E-02	61 4,65%	97 5,25%	127 5,51%
92 %	8,00E-02	58 4,42%	92 4,98%	122 5,30%
91 %	9,00E-02	55 4,19%	88 4,76%	117 5,08%
90 %	1,00E-01	53 4,04%	85 4,60%	112 4,86%

Tabla. 4.18 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 6.

PERIODO- HORA	Dmin - 122	Dmed - 131	Dmáx - 137
% de la Demanda	Potencia de Reserva [ MW ] / Pr ( Pf > P )		
1,00%	13 0,383768601	18 0,424634792	23 0,45695127
2,00%	26 0,267091419	37 0,304347663	46 0,337628156
3,00%	39 0,172075928	55 0,208410259	69 0,233830125
4,00%	52 0,102484642	74 0,130976877	92 0,151643299
5,00%	66 0,053902731	92 0,079761091	115 0,092204649
6,00%	79 0,027750617	111 0,045047694	138 0,052770596
7,00%	92 0,013710346	129 0,025508841	161 0,028635498
8,00%	105 0,006764292	148 0,014008719	184 0,014903828
9,00%	118 0,003498725	166 0,008250144	207 0,007561323
10,00%	131 0,001953037	185 0,005106079	230 0,003812182

En la tabla 4.17 se presenta un resumen de los porcentajes de la demanda que deben ser asignados como reserva en cada periodo de análisis del día, para obtener una probabilidad de potencia fuera de servicio deseado. Tomando en cuenta los resultados obtenidos y sin considerar los aspectos económicos que involucran el mantener una reserva en el sistema. Para obtener una confiabilidad del sistema del 99% se debe asignar los siguientes porcentajes de la demanda para cada periodo como reserva.

**Demanda Mínima – Día 6**    **Demanda Media – Día 6**    **Demanda Máxima – Día 6**  
7,47%                                  8,65%                                  8,59%

En la tabla 4.18 se presenta un resumen de las probabilidades de potencia fuera de servicio que se obtiene al asignar un determinado porcentaje de la demanda como reserva para el día en análisis. Si se asigna un 6% de la demanda como reserva se obtiene los siguientes niveles de confiabilidad.

**Demanda Mínima – Día 6**    **Demanda Media – Día 6**    **Demanda Máxima – Día 6**  
97,22%                                  95,5%                                  94,72%

DISTRIBUCIÓN PROBABILIDAD DE POTENCIA FUERA DE SERVICIO MIÉRCOLES 08-02-06

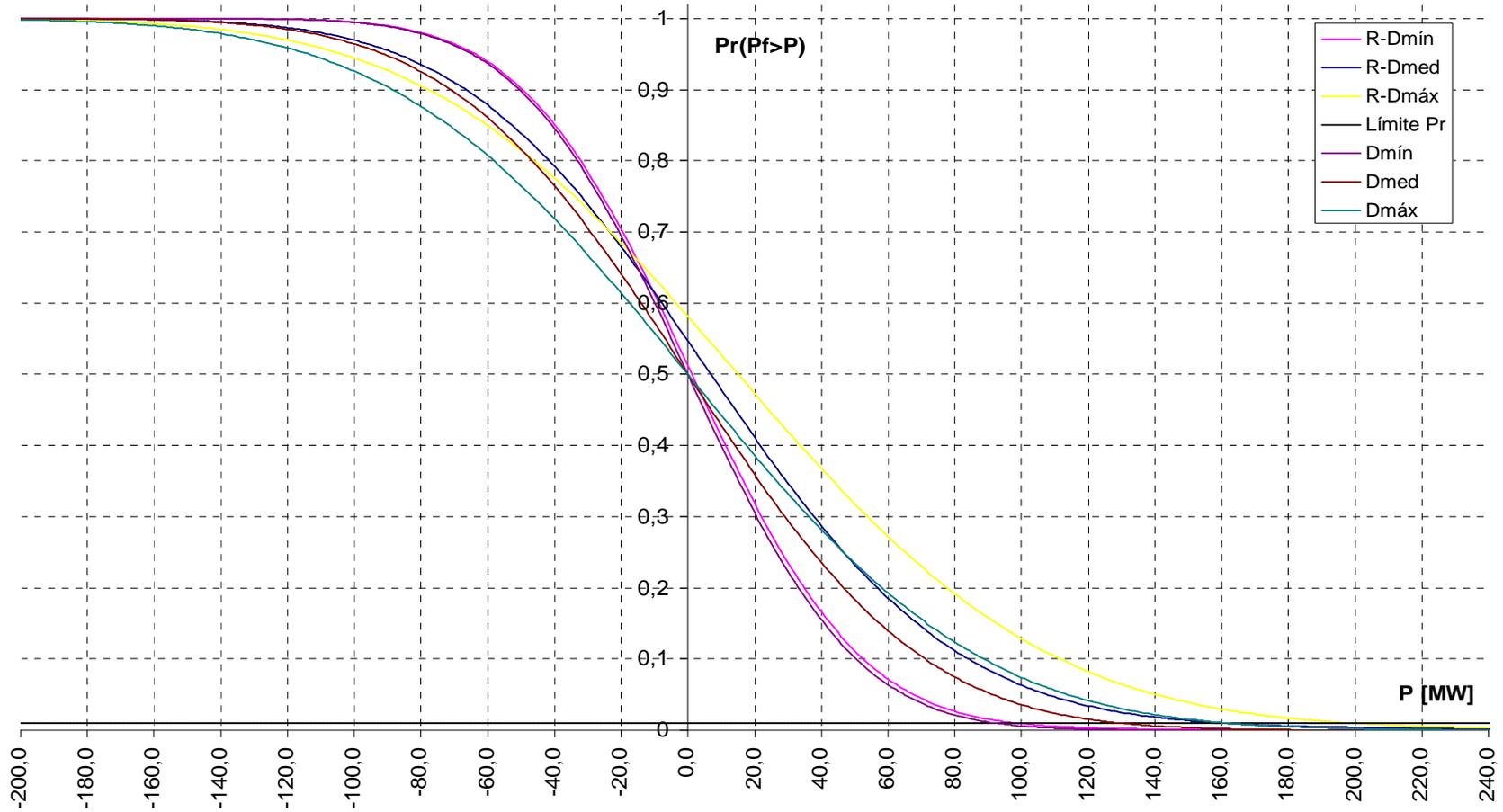


Fig. 4.27 Distribución de Probabilidad de Potencia fuera de Servicio del Día 6.

#### 4.2.1.7 Análisis de resultados del día 7.

Los resultados obtenidos para el día siete son establecidos por medio de las siguientes curvas de distribución de probabilidad de la figura 4.28. Se presentan las curvas de error en el pronóstico de la demanda y las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio para los periodos de demanda mínima, media y máxima obtenidos con el algoritmo recursivo R.

Para el día en análisis se obtuvieron los siguientes datos de demanda:

Tabla. 4.19 Demanda del Día 7.

PERIODO - HORA	Dmin - 146	Dmed - 155	Dmáx - 162
Demanda (MW)	1381	1970	2302

Tabla. 4.20 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 7.

PERIODO- HORA		Dmin - 146	Dmed - 155	Dmáx - 162
Confiabilidad	Pr(Pf>p)	Potencia de Reserva [MW] / % de la Demanda Total		
99 %	1,00E-02	114 8,25%	178 9,04%	214 9,30%
98 %	2,00E-02	97 7,02%	152 7,72%	184 7,99%
97 %	3,00E-02	88 6,37%	137 6,95%	168 7,30%
96 %	4,00E-02	81 5,87%	127 6,45%	156 6,78%
95 %	5,00E-02	76 5,50%	118 5,99%	147 6,39%
94 %	6,00E-02	71 5,14%	111 5,63%	139 6,04%
93 %	7,00E-02	67 4,85%	106 5,38%	132 5,73%
92 %	8,00E-02	64 4,63%	100 5,08%	127 5,52%
91 %	9,00E-02	61 4,42%	96 4,87%	121 5,26%
90 %	1,00E-01	58 4,20%	92 4,67%	117 5,08%

En la tabla 4.20 se presenta un resumen de los porcentajes de la demanda que deben ser asignados como reserva en cada periodo de análisis del día, para obtener un nivel de probabilidad de potencia fuera de servicio deseado.

En la tabla 4.21 se presenta un resumen de los niveles de probabilidades de potencia fuera de servicio que se obtiene al asignar un determinado porcentaje de la demanda como reserva para el día en análisis.

Tabla. 4.21 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 7.

PERIODO- HORA	Dmin - 146	Dmed - 155	Dmáx - 162
% de la Demanda	Potencia de Reserva [ MW ] / Pr ( Pf > P )		
1,00%	14 0,38864414	20 0,421947974	23 0,471105096
2,00%	28 0,271315213	39 0,309538747	46 0,352106456
3,00%	41 0,182306663	59 0,20999166	69 0,247495593
4,00%	55 0,111410282	79 0,134346349	92 0,163670148
5,00%	69 0,06443214	99 0,081906849	115 0,102221729
6,00%	83 0,035971528	118 0,04967144	138 0,060818428
7,00%	97 0,019881507	138 0,028954942	161 0,035001624
8,00%	110 0,011575584	158 0,016923002	184 0,01994038
9,00%	124 0,006570112	177 0,010246007	207 0,011562987
10,00%	138 0,003747686	197 0,006059635	230 0,006977192

DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DE POTENCIA FUERA DE SERVICIO JUEVES 09-02-06

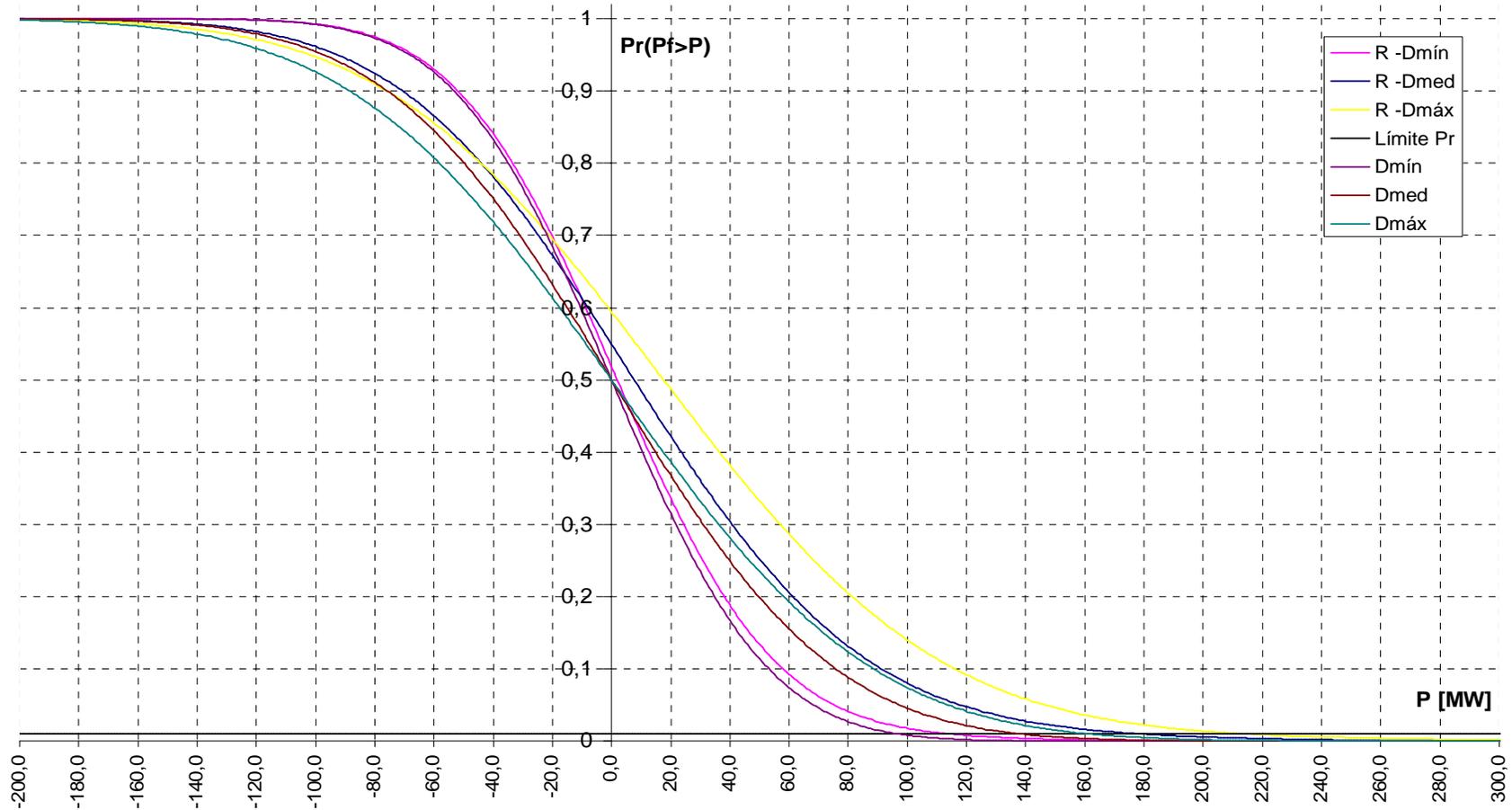


Fig. 4.28 Distribución de Probabilidad de Potencia fuera de Servicio del Día 7.

#### 4.2.1.8 Análisis de resultados del día 8.

Los resultados obtenidos para el día ocho son establecidos por las siguientes curvas de distribución de probabilidad. En la figura 4.29 se presentan las curvas de error en el pronóstico de la demanda y las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio para los periodos de demanda mínima, media y máxima obtenidos con el algoritmo recursivo R.

Para el día en análisis se obtuvieron los siguientes datos de demanda:

Tabla. 4.22 Demanda del Día 8.

PERIODO - HORA	Dmin - 170	Dmed - 179	Dmáx - 186
Demanda (MW)	1312	1820	2282

Tabla. 4.23 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 8.

PERIODO- HORA	Dmin - 170	Dmed - 179	Dmáx - 186	
Confiabilidad	Pr(Pf>p)	Potencia de Reserva [MW] / % de la Demanda Total		
99 %	1,00E-02	98 7,47%	289 15,88%	236 10,34%
98 %	2,00E-02	85 6,48%	229 12,58%	194 8,50%
97 %	3,00E-02	78 5,95%	159 8,74%	173 7,58%
96 %	4,00E-02	72 5,49%	135 7,42%	159 6,97%
95 %	5,00E-02	68 5,18%	122 6,70%	149 6,53%
94 %	6,00E-02	64 4,88%	112 6,15%	140 6,13%
93 %	7,00E-02	61 4,65%	105 5,77%	133 5,83%
92 %	8,00E-02	58 4,42%	99 5,44%	127 5,57%
91 %	9,00E-02	55 4,19%	94 5,16%	121 5,30%
90 %	1,00E-01	53 4,04%	90 4,95%	116 5,08%

En la tabla 4.23 se presenta un resumen de los porcentajes de la demanda que deben ser asignados como reserva en cada periodo de análisis del día, para obtener un nivel de probabilidad de potencia fuera de servicio deseado. En la tabla 4.24 se presenta un resumen de los niveles de probabilidades de potencia fuera de servicio que se obtiene al asignar un determinado porcentaje de la demanda como reserva para el día en análisis.

Tabla. 4.24 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 8.

PERIODO- HORA	Dmin - 170	Dmed – 179	Dmáx - 186
% de la Demanda	Potencia de Reserva [ MW ] / Pr ( Pf > P )		
1,00%	13 0,381973815	18 0,434048738	23 0,464140207
2,00%	26 0,265407029	36 0,319881175	46 0,345329615
3,00%	39 0,17067311	55 0,21888023	68 0,246144908
4,00%	52 0,101450876	73 0,146390345	91 0,163540812
5,00%	66 0,053257734	91 0,096010586	114 0,103668714
6,00%	79 0,027389798	109 0,063915192	137 0,063773017
7,00%	92 0,013537473	127 0,045024135	160 0,039057638
8,00%	105 0,006695531	146 0,034190489	183 0,024525869
9,00%	118 0,003477272	164 0,028795742	205 0,01639184
10,00%	131 0,001948128	182 0,025710442	228 0,011221687

**DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DE POTENCIA FUERA DE SERVICIO VIERNES 10-02-06**

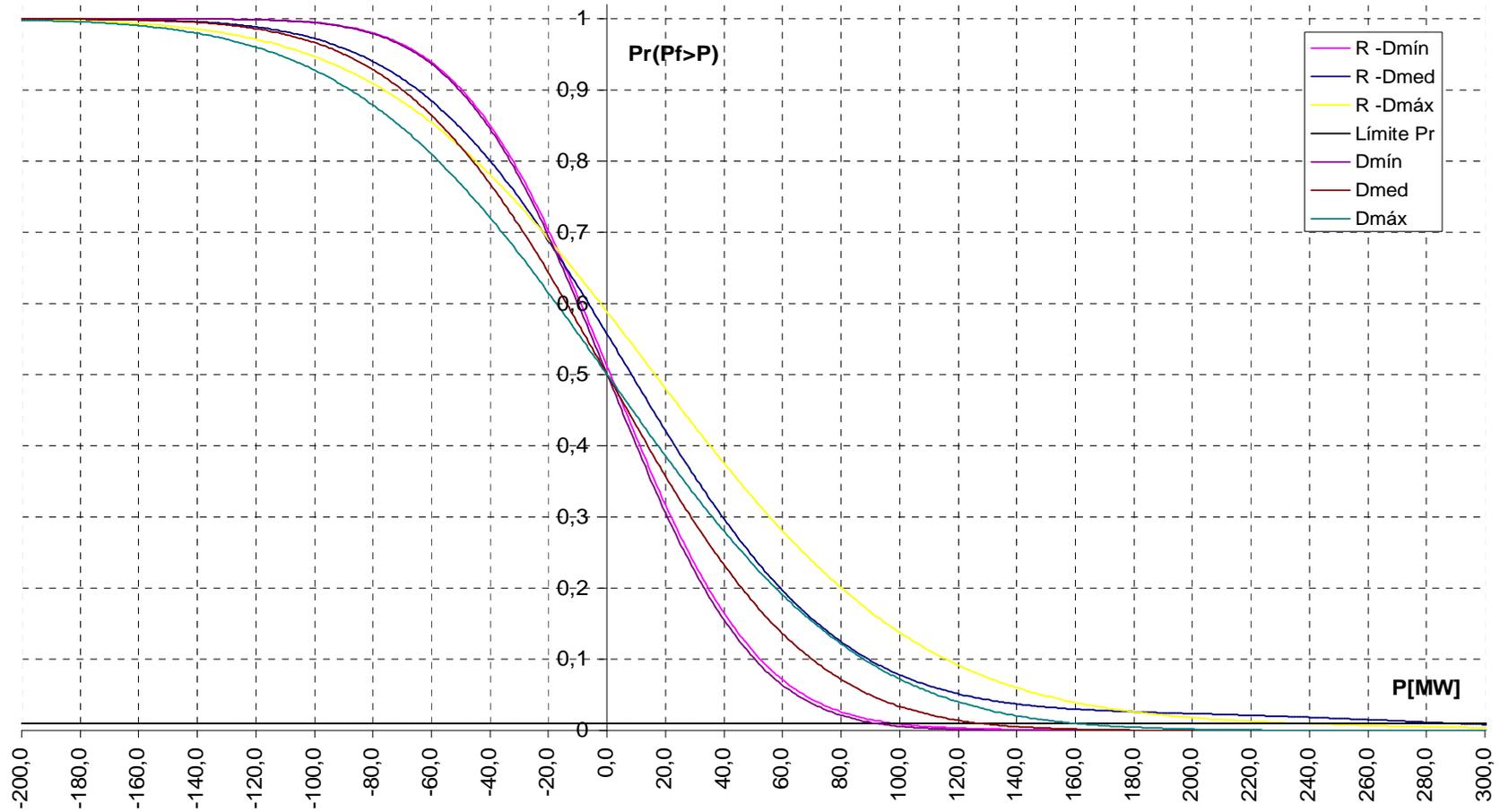


Fig. 4.29 Distribución de Probabilidad de Potencia fuera de Servicio del Día 8.

#### 4.2.1.9 Análisis de resultados del día 9.

Los resultados obtenidos para el día nueve son establecidos en las curvas de distribución de probabilidad de la figura 4.30. Se presentan las curvas de error en el pronóstico de la demanda y las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio para los periodos de demanda mínima, media y máxima obtenidos con el algoritmo recursivo R.

Para el día en análisis se obtuvieron los siguientes datos de demanda:

Tabla. 4.25 Demanda Día 9.

PERIODO - HORA	Dmin - 194	Dmed – 203	Dmáx - 210
Demanda (MW)	1298	1613	2075

Tabla. 4.26 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 9.

PERIODO- HORA		Dmin - 194	Dmed – 203	Dmáx - 210
Confiabilidad	Pr(Pf>p)	Potencia de Reserva [MW] / % de la Demanda Total		
99 %	1,00E-02	130 10,02%	137 8,49%	193 9,30%
98 %	2,00E-02	97 7,47%	116 7,19%	169 8,14%
97 %	3,00E-02	85 6,55%	104 6,45%	154 7,42%
96 %	4,00E-02	78 6,01%	96 5,95%	144 6,94%
95 %	5,00E-02	73 5,62%	90 5,58%	135 6,51%
94 %	6,00E-02	68 5,24%	85 5,27%	128 6,17%
93 %	7,00E-02	64 4,93%	81 5,02%	122 5,88%
92 %	8,00E-02	61 4,70%	77 4,77%	117 5,64%
91 %	9,00E-02	58 4,47%	73 4,53%	112 5,40%
90 %	1,00E-01	56 4,31%	70 4,34%	107 5,16%

Tabla. 4.27 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 9.

PERIODO- HORA	Dmin - 218	Dmed – 227	Dmáx - 234
% de la Demanda	Potencia de Reserva [ MW ] / Pr ( Pf > P )		
1,00%	13 0,393904789	16 0,405228988	21 0,46991426
2,00%	26 0,277496324	32 0,288949907	42 0,351684996
3,00%	39 0,182630035	48 0,192482588	62 0,252643428
4,00%	52 0,11304496	65 0,116311635	83 0,168724833
5,00%	65 0,06694769	81 0,068226045	104 0,106722682
6,00%	78 0,039200099	97 0,038468052	125 0,064311632
7,00%	91 0,023857917	113 0,021535504	145 0,03823073
8,00%	104 0,015915424	129 0,012577485	166 0,021481429
9,00%	117 0,011942298	145 0,008091149	187 0,01182
10,00%	130 0,009932551	161 0,005895705	208 0,006429189

En la tabla 4.26 se presenta un resumen de los porcentajes de la demanda que deben ser asignados como reserva en cada periodo de análisis del día, para obtener un nivel de probabilidad de potencia fuera de servicio deseado. En la tabla 4.27 se presenta un resumen de los niveles de probabilidades de potencia fuera de servicio que se obtiene al asignar un determinado porcentaje de la demanda como reserva para el día en análisis.

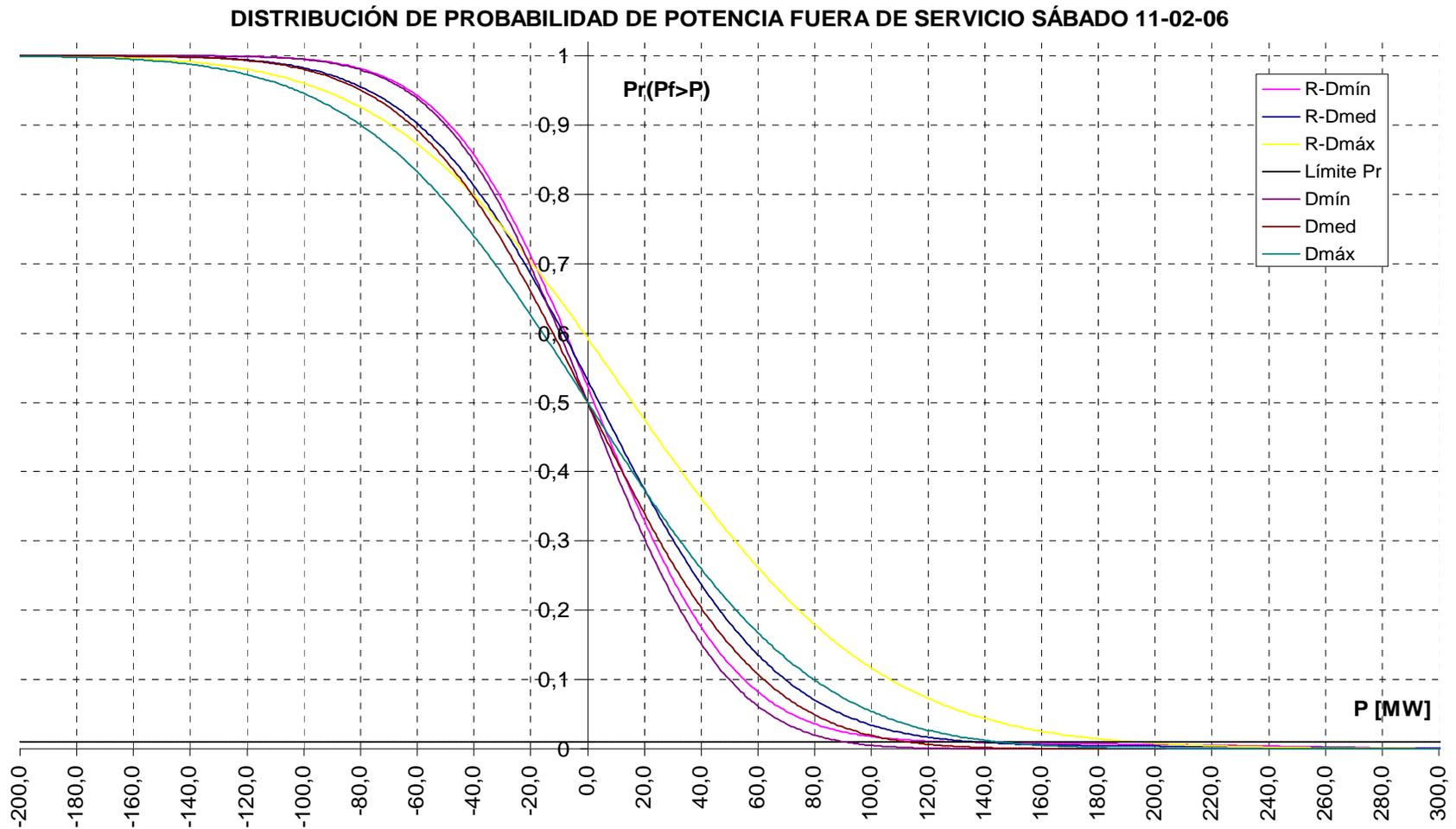


Fig. 4.30 Distribución de Probabilidad de Potencia fuera de Servicio Día 9.

#### 4.2.1.10 Análisis y resultados día 10.

Los resultados obtenidos para el día diez son establecidos en las curvas de distribución de probabilidad de la figura 4.31. Se presentan las curvas de error en el pronóstico de la demanda y las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio para los periodos de demanda mínima, media y máxima obtenidos con el algoritmo recursivo R.

Para el día en análisis se obtuvieron los siguientes datos de demanda:

Tabla. 4.28 Demanda del Día 10.

PERIODO - HORA	Dmin - 218	Dmed – 227	Dmáx - 234
Demanda (MW)	1285	1430	2015

Tabla. 4.29 Determinación de Potencia de Reserva en función del nivel de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio deseado del Día 10.

PERIODO- HORA		Dmin - 218	Dmed – 227	Dmáx - 234
Confiabilidad	Pr(Pf>p)	Potencia de Reserva [MW] / % de la Demanda Total		
99 %	1,00E-02	109 8,48%	127 8,88%	179 8,88%
98 %	2,00E-02	92 7,16%	107 7,48%	155 7,69%
97 %	3,00E-02	83 6,46%	96 6,71%	140 6,95%
96 %	4,00E-02	76 5,91%	88 6,15%	130 6,45%
95 %	5,00E-02	71 5,53%	82 5,73%	122 6,05%
94 %	6,00E-02	67 5,21%	77 5,38%	115 5,71%
93 %	7,00E-02	64 4,98%	73 5,10%	109 5,41%
92 %	8,00E-02	60 4,67%	70 4,90%	104 5,16%
91 %	9,00E-02	58 4,51%	66 4,62%	99 4,91%
90 %	1,00E-01	55 4,28%	63 4,41%	95 4,71%

Tabla. 4.30 Determinación de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del Porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva de Potencia del Día 10.

<b>PERIODO- HORA</b>	<b>Dmin - 218</b>	<b>Dmed – 227</b>	<b>Dmáx - 234</b>
<b>% de la Demanda</b>	<b>Potencia de Reserva [ MW ] / Pr ( Pf &gt; P )</b>		
1,00%	13 0,392836141	14 0,404606499	20 0,429264855
2,00%	26 0,275652484	29 0,283690432	40 0,313722744
3,00%	39 0,180360312	43 0,191282729	60 0,215967347
4,00%	51 0,115042011	57 0,12211712	81 0,137340731
5,00%	64 0,067079285	72 0,072000438	101 0,084842058
6,00%	77 0,037779907	86 0,042836804	121 0,050387311
7,00%	90 0,021175844	100 0,025367712	141 0,029100136
8,00%	103 0,012248121	114 0,015232796	161 0,016528111
9,00%	116 0,007558155	129 0,009094117	181 0,009321275
10,00%	129 0,005076385	143 0,005843613	202 0,005110777

En la tabla 4.29 se presenta un resumen de los porcentajes de la demanda que deben ser asignados como reserva en cada periodo de análisis del día, para obtener un nivel de probabilidad de potencia fuera de servicio deseado. En la tabla 4.30 se presenta un resumen de los niveles de probabilidades de potencia fuera de servicio que se obtiene al asignar un determinado porcentaje de la demanda como reserva para el día en análisis.

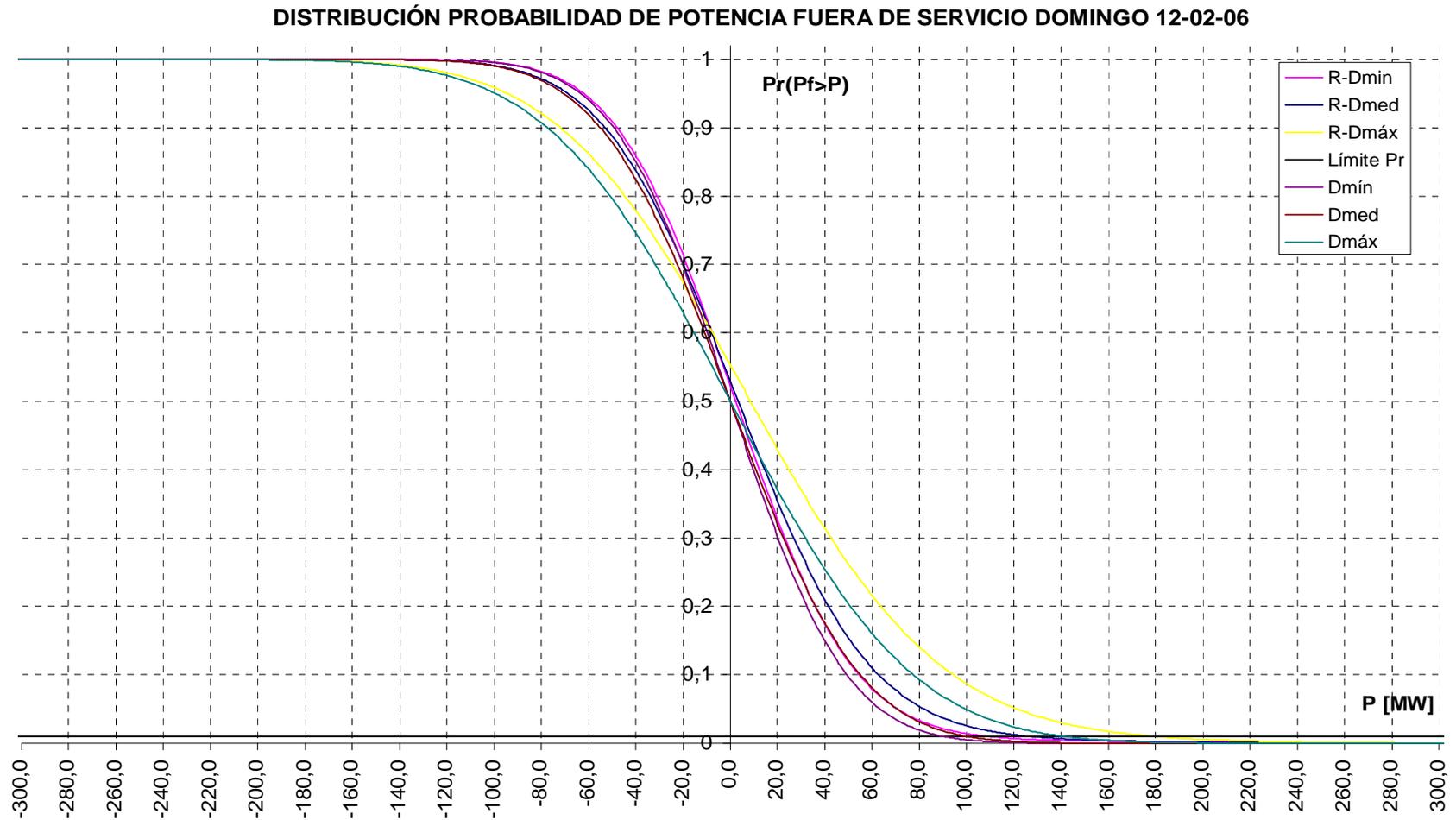


Fig. 4.31 Distribución de Probabilidad de Potencia fuera de Servicio Día 10.

#### 4.2.2 ANÁLISIS Y RESULTADOS EN FUNCIÓN DE LA DEMANDA.

Se presentan los resultados y las curvas obtenidas del algoritmo recursivo para el periodo de demanda mínima, media y máxima de los diez días de análisis. Por medio de estas curvas se analizarán:

- El nivel de confiabilidad del sistema estableciendo porcentajes de la potencia total demandada como reserva.
- Los porcentajes de la potencia total demandada que se requiere como reserva preestableciendo límites de confiabilidad para el sistema.

En la tabla 4.31 se presentan los valores de potencia más representativos de la demanda total en el periodo de análisis de 240 horas, estos datos son de gran importancia debido a que los valores totales de la potencia demandada definen la curva de distribución de la probabilidad de falla en el pronóstico de la demanda.

Tabla. 4.31 Valores representativos de la Demanda Total para el periodo de análisis de 240 horas.

	PERIODO DE LA DEMANDA		
	DEM-MIN	DEM-MED	DEM-MAX
Valor Máximo [MW]	1381,4	1970,3	2427,2
Hora [h]	146	155	18
Día	7	7	1
Valor Mínimo [MW]	1158,3	1408,6	1983,6
Hora [h]	74	59	66
Día	4	3	3

##### 4.2.2.1 Demanda mínima.

En la figura 4.32 se presentan las curvas de distribución de probabilidad de los días 1 al 10, todos para el periodo de demanda mínima.

Tabla. 4.32 Determinación de los porcentajes de la Demanda Total Máximos y Mínimos designados como reserva en función de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio del periodo de Demanda Mínima.

Confiabilidad	Pr(Pf>p)	Valores Máximos designados como Reserva		Valores Mínimos designados como Reserva	
		% de la Demanda MW	Día Hora	% de la Demanda MW	Día Hora
99 %	1,00E-02	10.02% 130	9 194	7.16% 93	1 2
98 %	2,00E-02	7.50% 93	3 50	6.32% 82	1 2
97 %	3,00E-02	6.69% 83	3 50	5.78% 75	1 2
96 %	4,00E-02	6.13% 76	3 50	5.39% 70	1 2
95 %	5,00E-02	5.73% 71	3 50	5.01% 65	1 2
94 %	6,00E-02	5.40% 67	3 50	4.78% 62	1 2
93 %	7,00E-02	5.08% 63	3 50	4.55% 59	1 2
92 %	8,00E-02	4.84% 60	3 50	4.31% 56	1 2
91 %	9,00E-02	4.60% 57	3 50	4.08% 53	1 2
90 %	1,00E-01	4.35% 54	3 50	3.93% 51	1 2

De los resultados obtenidos en la tabla 4.32 se puede observar que para que el sistema posea un 99% de confiabilidad el porcentaje más alto de reserva se presenta en el día 9 en cambio que para obtener una confiabilidad del 98% al 90% el porcentaje más alto de reserva se presenta en el día 3, a pesar de que el día 9 posea una demanda mayor al día 3. Esto se debe a que en el día 3 el bloque de generación de mayor incidencia en la probabilidad de potencia fuera de servicio es la Central Térmica Trinitaria debido a que posee la más alta probabilidad de falla y abastece alrededor del 7.5% de la demanda total

(comparando entre los bloques de generación despachados el día 3 y 9). Pasado el 7.5% de la demanda prevalecen los resultados obtenidos en el día 9 debido a la alta probabilidad de falla de los bloque de generación, Interconexión con Colombia 230kV y Machala Power A, despachadas el día 9 por sobre el resto de bloques de generación despachados en el día 3.

Los niveles más bajos de reserva se mantiene en el día 1 debido al efecto de las condiciones iniciales con que se partió en este estudio:  $\Pr(O1, t = 0) = 1$  y  $\Pr(F1, t = 0) = 0$ .

Tabla. 4.33 Determinación de las Probabilidades de Potencia Fuera de Servicio Máximas y Mínimas en función del % de la Demanda Total designado como Reserva del periodo de Demanda Mínima.

% de la Demanda designado para Reserva	Valor Máximo de $\Pr ( Pf > P )$		Valor Mínimo de $\Pr ( Pf > P )$	
	Máx $\Pr( Pf>P )$ Reserva [MW]	Día Hora	Mín $\Pr( Pf>P )$ Reserva [MW]	Día Hora
1,00%	0.401133661	3	0.371774282	1
	12	50	13	2
2,00%	0.280241286	3	0.254808722	1
	25	50	26	2
3,00%	0.189125524	3	0.160855891	1
	37	50	39	2
4,00%	0.116401724	3	0.093228288	1
	50	50	52	2
5,00%	0.071425187	3	0.049581037	1
	62	50	65	2
6,00%	0.043025274	3	0.024290833	1
	74	50	78	2
7,00%	0.024942732	3	0.011099013	1
	87	50	91	2
8,00%	0.015915424	9	0.004866298	1
	104	194	104	2
9,00%	0.011942298	9	0.002162466	1
	117	194	117	2
10,00%	0.009932551	9	0.001053966	1
	130	194	130	2

En la tabla 4.33 se presentan los valores más altos de probabilidad de potencia fuera de servicio que se presentan si se asume un porcentaje de la demanda como reserva, se puede observar que los resultados concuerdan con los criterios expresados anteriormente.

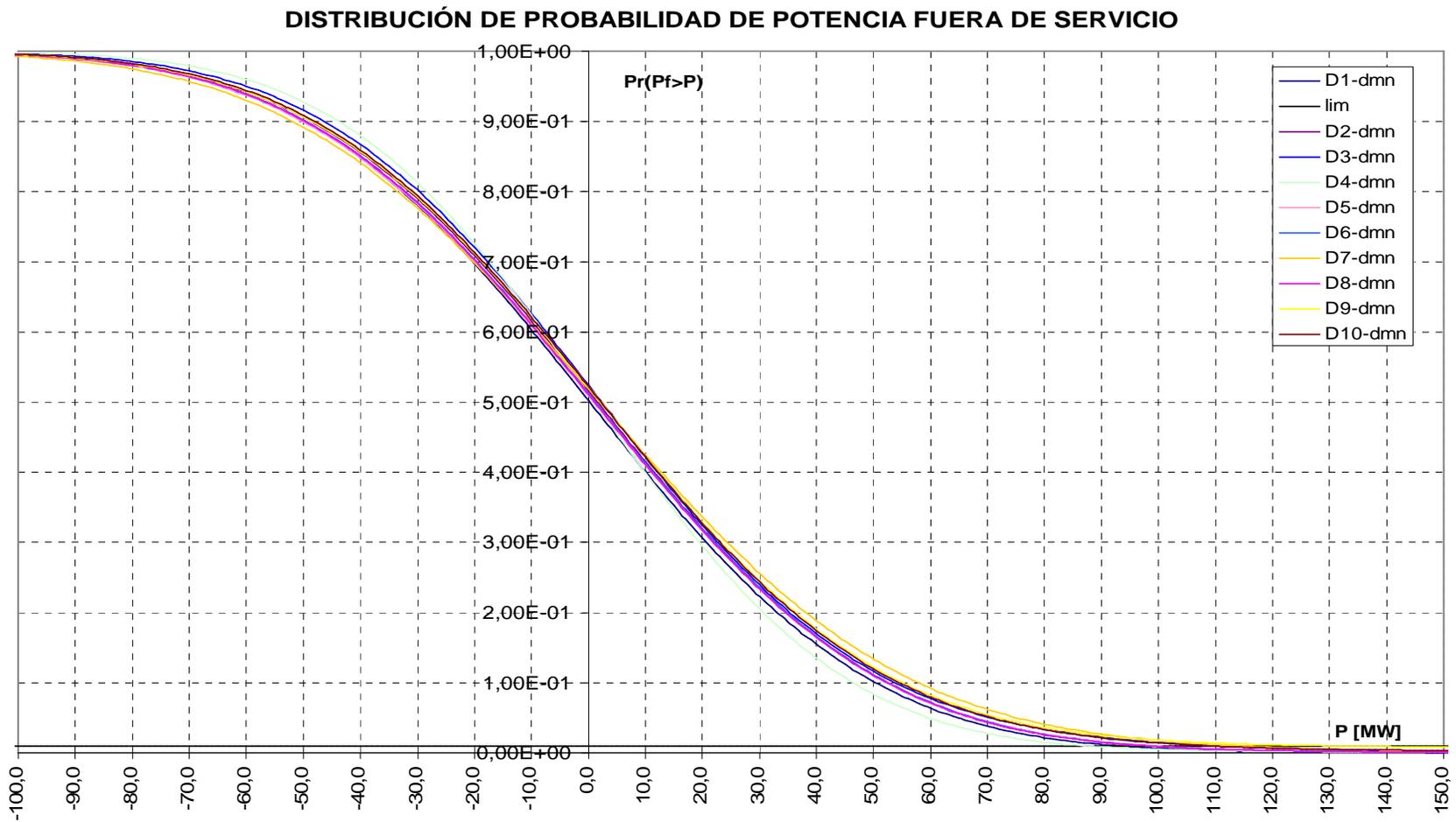


Fig. 4.32.a Distribución de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio Demanda Mínima.

## DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DE POTENCIA FUERA DE SERVICIO

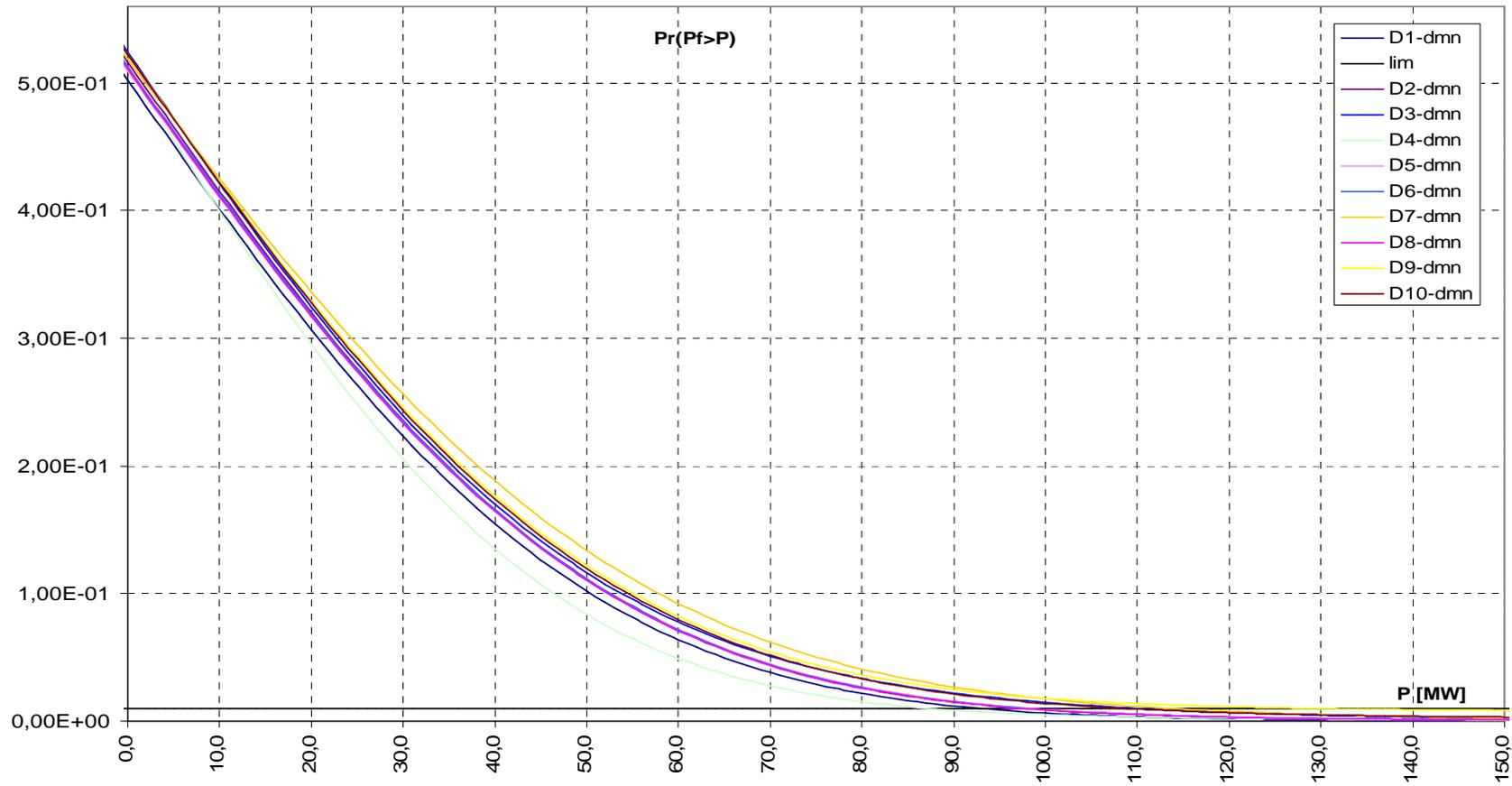


Fig. 4.32.b Distribución de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio Demanda Mínima.

#### 4.2.2.2 Demanda media.

En la figura 4.33 se presentan las curvas de distribución de probabilidad de los días 1 al 10, todos en el periodo de demanda media

Tabla. 4.34 Determinación de porcentajes de la Demanda Total Máximos y Mínimos designados como reserva en función de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio del periodo de Demanda Media.

Confiabilidad	Pr(Pf>p)	Valores Máximos designados para Reserva		Valores Mínimos designados para Reserva	
		% de la Demanda MW	Día Hora	% de la Demanda MW	Día Hora
99 %	1,00E-02	15.88% 289	8 179	7.74% 109	3 59
98 %	2,00E-02	12.58% 229	8 179	6.67% 94	3 59
97 %	3,00E-02	8.74% 159	8 179	6.10% 86	3 59
96 %	4,00E-02	7.42% 135	8 179	5.68% 80	3 59
95 %	5,00E-02	6.70% 122	8 179	5.32% 75	3 59
94 %	6,00E-02	6.17% 114	4 83	5.04% 71	3 59
93 %	7,00E-02	5.77% 105	8 179	4.76% 67	3 59
92 %	8,00E-02	5.44% 99	8 179	4.54% 64	3 59
91 %	9,00E-02	5.16% 94	8 179	4.33% 61	3 59
90 %	1,00E-01	4.95% 90	8 179	4.12% 58	3 59

En la tabla 4.34 se observa que el día que se requiere mayor reserva es el día 8 debido al arranque de la unidad Álvaro Tinajero 1 que aporta con una alta probabilidad de falla, en el caso del día cuatro se debe al arranque producido por las unidades Electroquil que producen una alteración del verdadero resultado.

Tabla. 4.35 Determinación de Probabilidades de Potencia Fuera de Servicio Máximas y Mínimas en función del % de la Demanda Total designado como Reserva del periodo de Demanda Media.

% de la Demanda designado para Reserva	Valor Máximo de Pr ( Pf > P )		Valor Mínimo de Pr ( Pf > P )	
	Máx Pr( Pf>P ) Reserva [MW]	Día Hora	Mín Pr( Pf>P ) Reserva [MW]	Día Hora
1,00%	0.434321737 18	4 83	0.390809227 14	3 59
2,00%	0.319881175 36	8 179	0.274018024 28	3 59
3,00%	0.221114282 55	4 83	0.178388668 42	3 59
4,00%	0.146390345 73	8 179	0.107808034 56	3 59
5,00%	0.096010586 91	8 179	0.060726539 70	3 59
6,00%	0.063915192 109	8 179	0.030723326 85	3 59
7,00%	0.045024135 127	8 179	0.015597882 99	3 59
8,00%	0.034190489 146	8 179	0.007823696 113	3 59
9,00%	0.028795742 164	8 179	0.003995702 127	3 59
10,00%	0.025710442 182	8 179	0.002115658 141	3 59

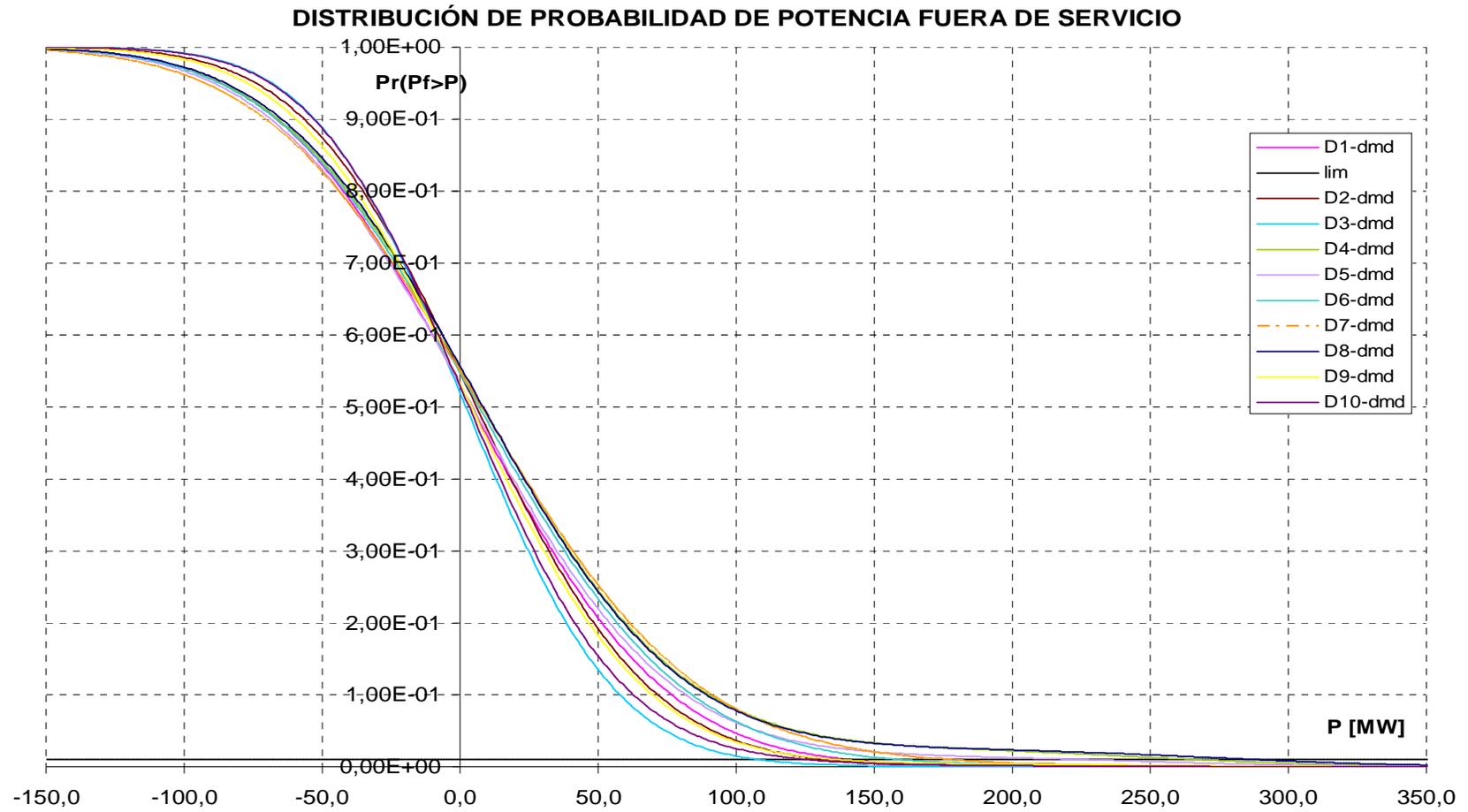


Fig. 4.33.a Distribución de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio Demanda Media.

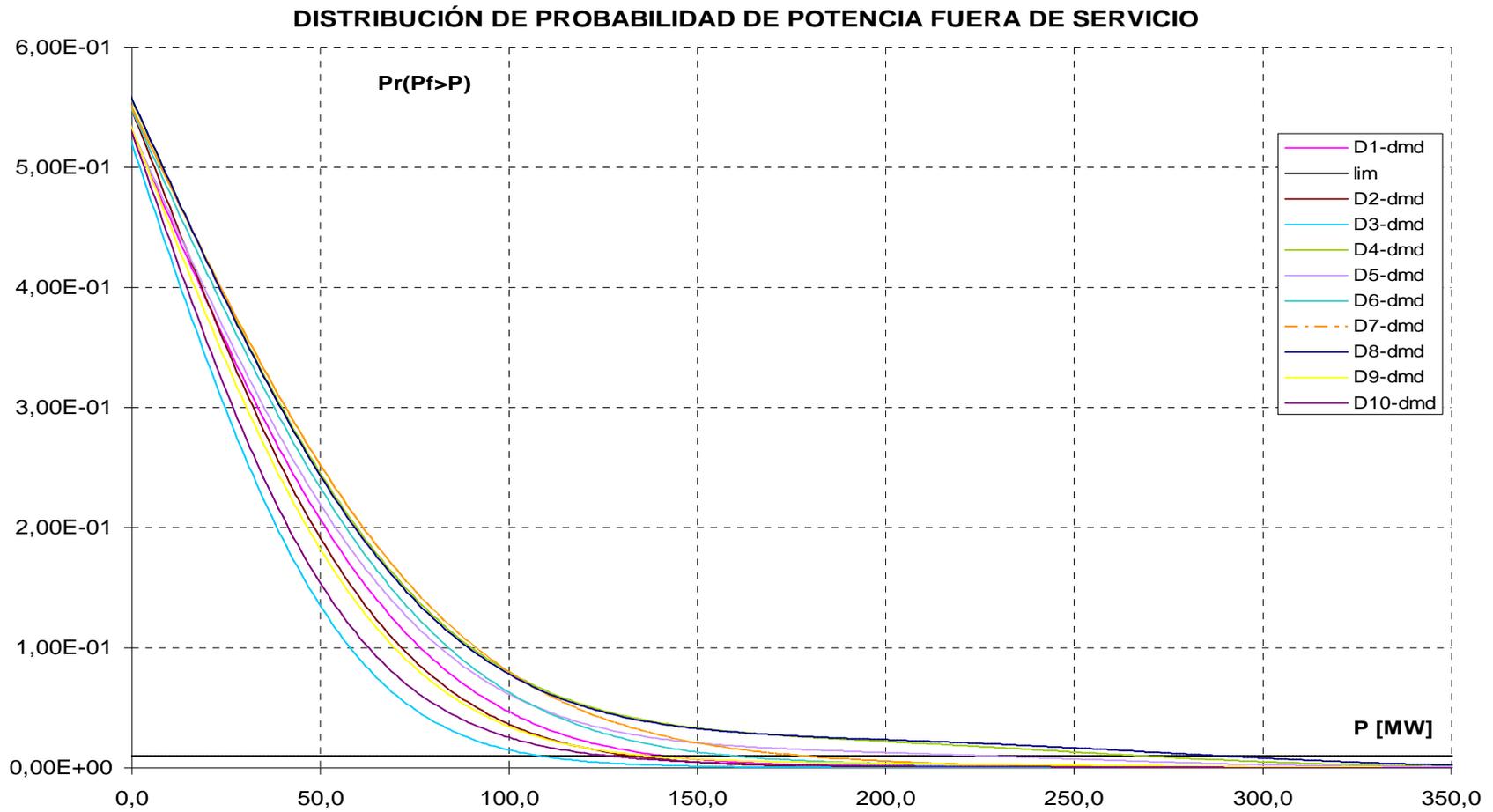


Fig. 4.33.b Distribución de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio Demanda Media.

#### 4.2.2.3 Demanda máxima.

En la figura 4.34 se presentan las curvas de distribución de probabilidad de los días 1 al 10, todos en el periodo de demanda máxima

Tabla. 4.36 Determinación de los Valores Máximos y Mínimos del porcentaje de la Demanda Total designado como en función del nivel de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio del periodo de Demanda Máxima.

Confiabilidad	Pr(Pf>p)	Valores Máximos designado para Reserva		Valores Mínimos designados para Reserva	
		% de la Demanda MW	Día Hora	% de la Demanda MW	Día Hora
		99 %	1,00E-02	15,47% 307	3 66
98 %	2,00E-02	13,76% 273	3 66	7,17% 174	1 18
97 %	3,00E-02	12,35% 245	3 66	6,59% 160	1 18
96 %	4,00E-02	10,99% 218	3 66	6,14% 149	1 18
95 %	5,00E-02	9,58% 190	3 66	5,81% 141	1 18
94 %	6,00E-02	8,27% 164	3 66	5,48% 133	1 18
93 %	7,00E-02	7,31% 145	3 66	5,23% 127	1 18
92 %	8,00E-02	6,65% 132	3 66	4,99% 121	1 18
91 %	9,00E-02	6,20% 123	3 66	4,78% 116	1 18
90 %	1,00E-01	5,80% 115	3 66	4,57% 111	1 18

En este caso se presenta el día tres con el porcentaje más alto reserva debido a las múltiples conexiones y desconexiones que se realiza de la línea de interconexión Pomasqui Jamondino, durante el día 3.

Tabla. 4.37 Determinación de los Valores Máximos y Mínimos de la Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del periodo de Demanda Máxima.

% de la Demanda designado para Reserva	Valor Máximo de Pr ( Pf > P )		Valor Mínimo de Pr ( Pf > P )	
	Máx Pr( Pf>P ) Reserva [MW]	Día Hora	Mín Pr( Pf>P ) Reserva [MW]	Día Hora
1,00%	0,471105096 23	7 162	0,429264855 20	10 234
2,00%	0,352106456 46	7 162	0,312590705 49	1 18
3,00%	0,252643428 62	9 210	0,212326116 73	1 18
4,00%	0,177231158 79	3 66	0,134607956 97	1 18
5,00%	0,126464944 99	3 66	0,079680116 121	1 18
6,00%	0,093898237 119	3 66	0,043022721 146	1 18
7,00%	0,074137337 139	3 66	0,022385244 170	1 18
8,00%	0,062072034 159	3 66	0,011065678 194	1 18
9,00%	0,053772843 179	3 66	0,005268554 218	1 18
10,00%	0,047056332 198	3 66	0,002383636 243	1 18

En la tabla 4.37 los valores obtenidos para los días 7 y 9 son el resultado del arranque de las unidades Álvaro Tinajero 1 y Electroquil U1 y U2. El día 9 se produce adicionalmente el arranque de Electroquil U3 y U4.

El día 1 vuelve a ser el que requiere menor porcentaje de la demanda como reserva, debido a las condiciones iniciales establecidas, a pesar de ser el de mayor demanda en el escenario de máxima.

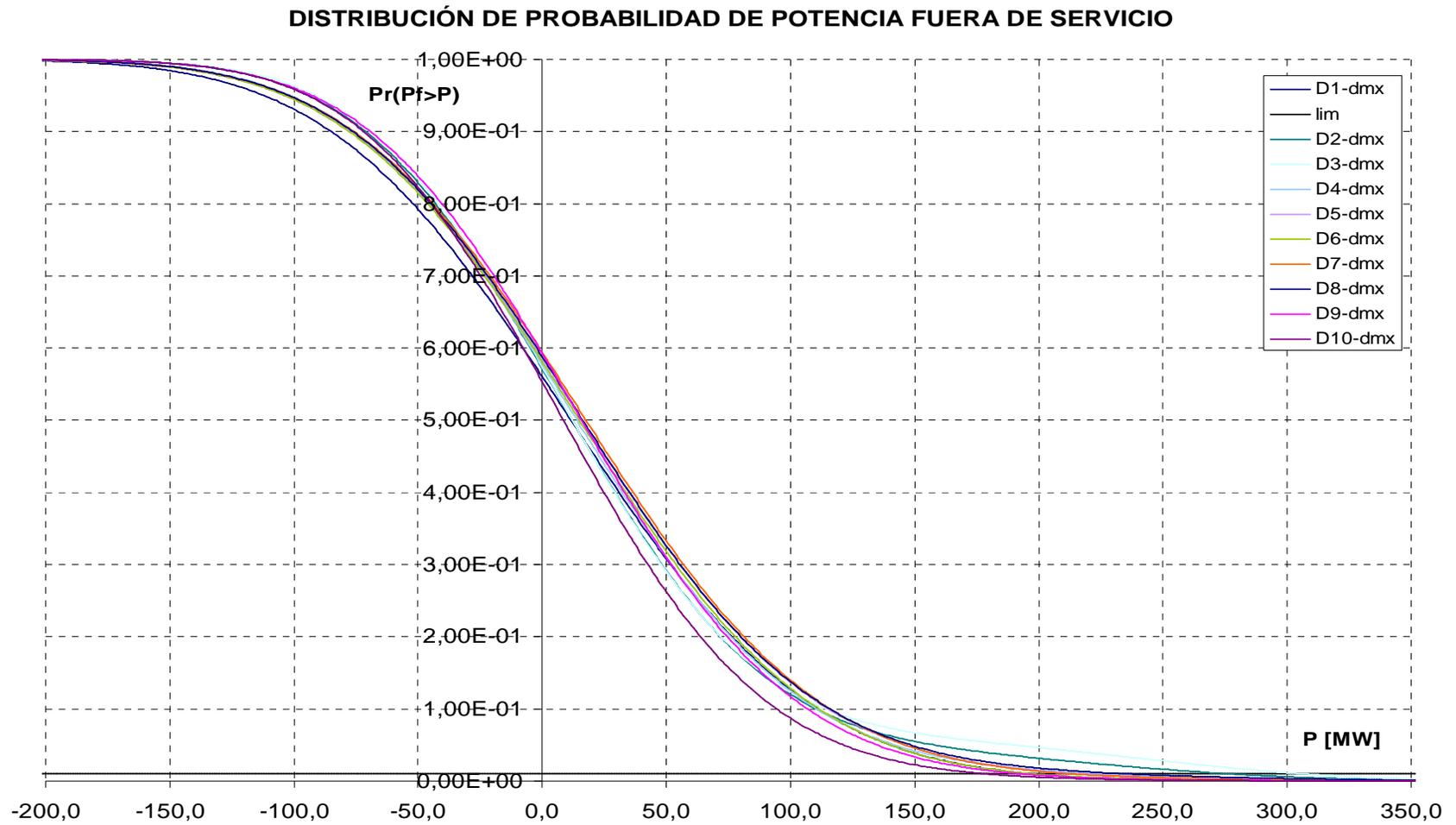


Fig. 4.34.a Distribución de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio Demanda Máxima.

## DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD DE POTENCIA FUERA DE SERVICIO

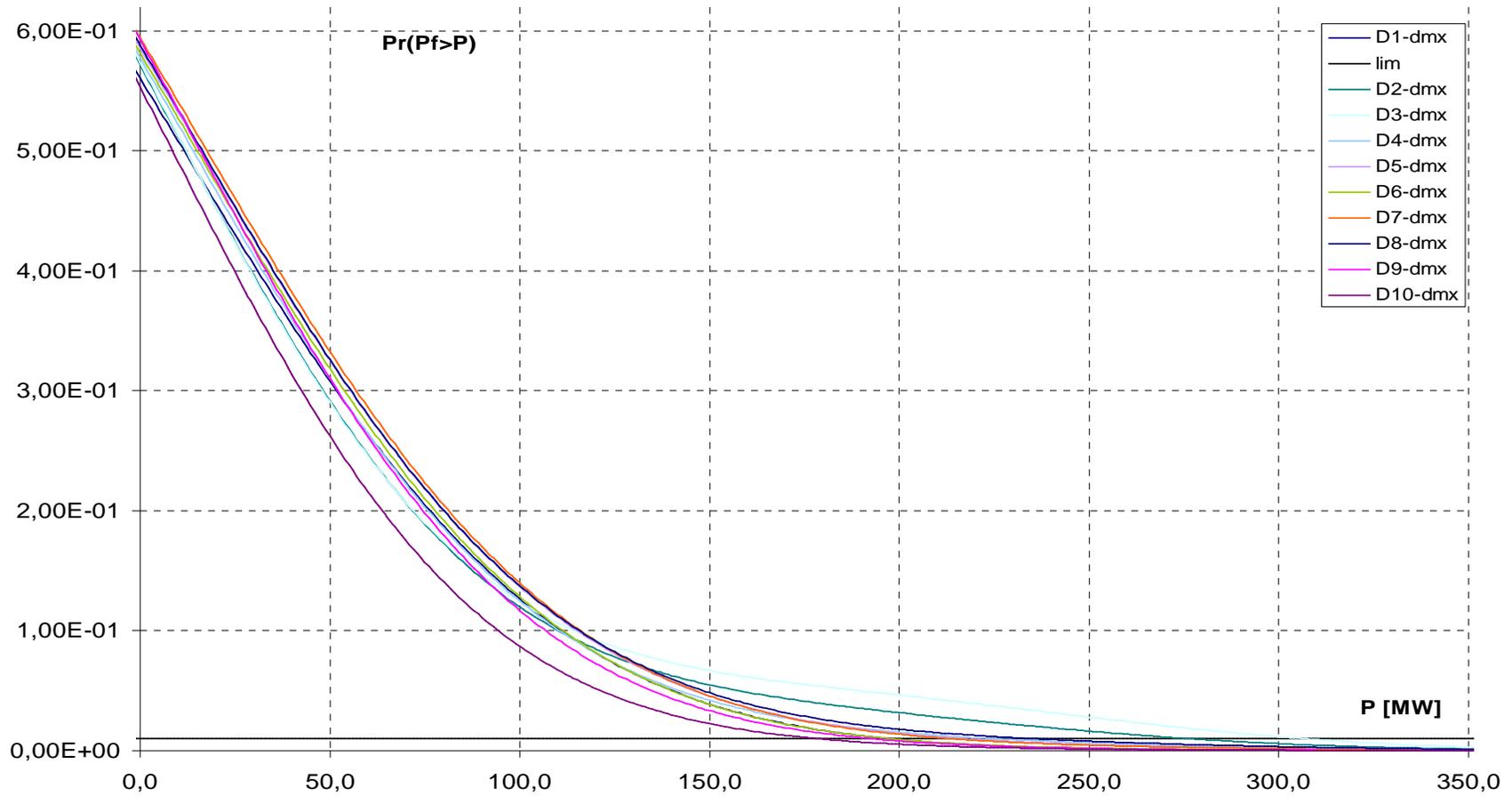
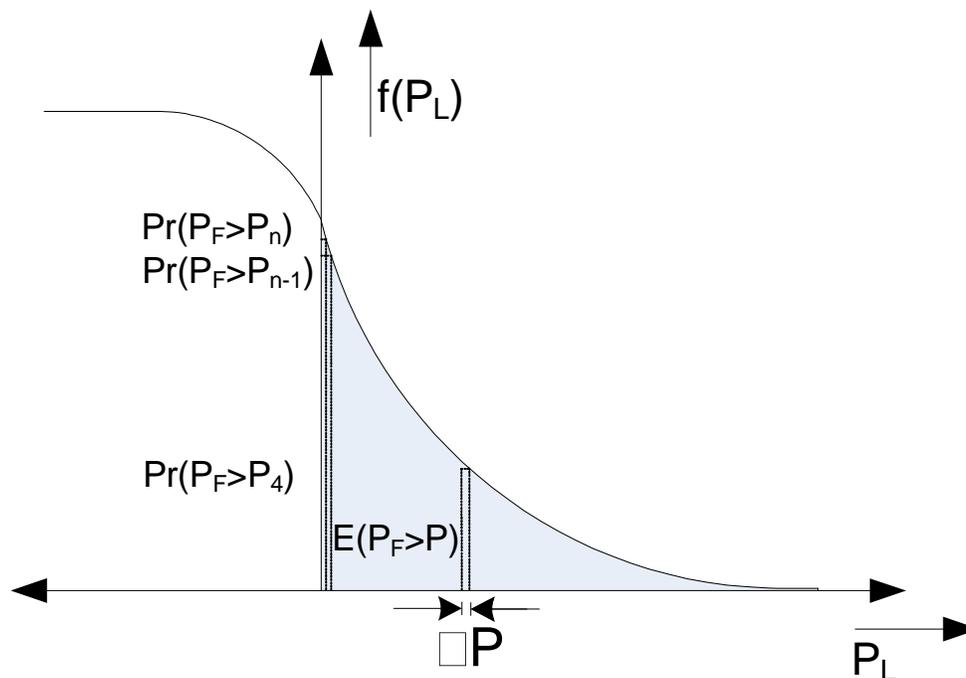


Fig. 4.34.b Distribución de Probabilidad de Potencia Fuera de Servicio Demanda Máxima.

#### 4.2.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL VALOR ESPERADO DE LA POTENCIA FUERA DE SERVICIO EN FUNCIÓN DE LA RESERVA DESIGNADA POR DÍA.

Se presentan los valores esperados de la potencia fuera de servicio obtenidas del algoritmo recursivo en los periodo de demanda mínima, media y máxima para cada uno de los diez días de análisis en función de los niveles de reserva que han sido considerados en este estudio.

Para la obtención de los valores esperados de la potencia fuera de servicio, se ha integrado el área bajo la curva de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio tomando en cuenta el nivel de reserva, por medio de la aplicación del cálculo del área de una región plana.



Donde:

$$\int_a^b f(x) \cdot dx = \sum_{n=a}^b f(c_i) \cdot \Delta P$$

Considerando  $\Delta P$  un punto Terminal derecho se determina el área bajo la curva de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio para un nivel de reserva del 0 %, obteniendo la siguiente expresión:

$$E(P_f > 0) = \Pr(P_f > 1) \cdot \Delta P + \Pr(P_f > 2) \cdot \Delta P + \dots + \Pr(P_f > P_T)$$

Generalizando la expresión y considerando que  $\Delta P = 1$ , da como resultado:

$$E(P_f > 0) = \sum_{i=1}^{P_T} \Pr(P_f > P_i)$$

Generalizando la expresión para cualquier nivel de reserva:

$$E(P_f > P_R) = \sum_{i=P_R+1}^{P_T} \Pr(P_f > P_i) \cdot \Delta P$$

En la tabla 4.38 se presentan los valores esperados de la potencia fuera de servicio del día 1, se aprecia que mientras mayor es la reserva asignada para cada periodo, menor es el valor esperado de la potencia fuera de servicio.

Tabla. 4.38 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 1.

PERIODO- HORA	Dmin - 3	Dmed - 12	Dmáx - 19
% de la Demanda	Potencia de Fuera de Servicio [ MW ]		
0.00%	15.56076	24.57916	36.88931
1.00%	9.95264	16.26926	25.00408
2.00%	5.95911	10.17951	15.74553
3.00%	3.33211	6.02008	9.53838
4.00%	1.74239	3.37705	5.46096
5.00%	0.85912	1.81319	2.96005
6.00%	0.40790	0.94766	1.48275
7.00%	0.19440	0.49523	0.73134
8.00%	0.09905	0.26787	0.34993
9.00%	0.05723	0.15477	0.16488
10.00%	0.03794	0.09661	0.07531

Tabla. 4.39 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 2.

PERIODO- HORA	Dmin - 26	Dmed - 35	Dmáx - 42
% de la Demanda	Potencia de Fuera de Servicio [ MW ]		
0.00%	16.48837	23.36378	38.85286
1.00%	10.69749	15.69605	28.66674
2.00%	6.52850	10.01258	20.45995
3.00%	3.74729	6.27098	14.75233
4.00%	2.03242	3.63323	10.54072
5.00%	1.05422	2.01596	7.77938
6.00%	0.53456	1.07833	5.76457
7.00%	0.27324	0.58379	4.38253
8.00%	0.14498	0.29651	3.32691
9.00%	0.08430	0.14777	2.44928
10.00%	0.04841	0.07247	1.77697

Tabla. 4.40 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 3.

PERIODO- HORA	Dmin - 50	Dmed - 59	Dmáx - 66
% de la Demanda	Potencia de Fuera de Servicio [ MW ]		
0.00%	17.27131	18.30933	41.35445
1.00%	11.78625	12.00982	31.15628
2.00%	7.43823	7.43451	23.30570
3.00%	4.68986	4.34359	17.52576
4.00%	2.76925	2.40466	13.57291
5.00%	1.68381	1.27332	10.59564
6.00%	1.02513	0.62442	8.43419
7.00%	0.60347	0.31884	6.78048
8.00%	0.37146	0.16499	5.43352
9.00%	0.21811	0.08733	4.28296
10.00%	0.13116	0.04700	3.32904

Tabla. 4.41 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 4.

PERIODO- HORA	Dmin - 74	Dmed - 83	Dmáx - 90
% de la Demanda	Potencia de Fuera de Servicio [ MW ]		
0.00%	14.55549	32.17911	38.10704
1.00%	9.28956	23.33640	26.80313
2.00%	5.81722	16.29558	17.80185
3.00%	3.28724	11.54351	11.62912
4.00%	1.85636	8.14016	7.26349
5.00%	0.96119	6.02549	4.58353
6.00%	0.52328	4.56325	2.90825
7.00%	0.27889	3.62165	1.84054
8.00%	0.15883	2.89102	1.21121
9.00%	0.10045	2.33676	0.78995
10.00%	0.06304	1.83737	0.52143

Tabla. 4.42 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 5.

PERIODO- HORA	Dmin - 98	Dmed - 107	Dmáx - 114
% de la Demanda	Potencia de Fuera de Servicio [ MW ]		
0.00%	16.43410	27.80260	39.73041
1.00%	10.71087	19.02055	27.73664
2.00%	6.57717	12.89070	18.53340
3.00%	3.63883	8.41861	11.87914
4.00%	1.98332	5.54386	7.34595
5.00%	1.03536	3.85487	4.32832
6.00%	0.52885	2.76551	2.57581
7.00%	0.25904	2.11723	1.53778
8.00%	0.13876	1.64944	0.93097
9.00%	0.07785	1.29616	0.57251
10.00%	0.04501	1.01907	0.35465

Tabla. 4.43 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 6.

PERIODO- HORA	Dmin - 122	Dmed - 131	Dmáx - 138
% de la Demanda	Potencia de Fuera de Servicio [ MW ]		
0.00%	16.47318	27.73606	37.99192
1.00%	10.71779	19.05439	26.11089
2.00%	6.56475	12.21334	17.05385
3.00%	3.78424	7.67748	10.57127
4.00%	2.06176	4.53165	6.22350
5.00%	1.02001	2.69067	3.49091
6.00%	0.51854	1.54954	1.87751
7.00%	0.26611	0.94005	0.97782
8.00%	0.14198	0.58179	0.49963
9.00%	0.07956	0.38979	0.25407
10.00%	0.04608	0.26782	0.13006

Tabla. 4.44 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 7.

PERIODO- HORA	Dmin - 146	Dmed - 155	Dmáx - 162
% de la Demanda	Potencia de Fuera de Servicio [ MW ]		
0.00%	18.38364	30.11452	40.40295
1.00%	12.10493	20.47060	28.21062
2.00%	7.56544	13.59922	18.82184
3.00%	4.68483	8.49127	12.01405
4.00%	2.69418	5.12634	7.37048
5.00%	1.51183	3.02574	4.38511
6.00%	0.84106	1.81508	2.56534
7.00%	0.46922	1.05738	1.50139
8.00%	0.27396	0.61562	0.89338
9.00%	0.15285	0.36627	0.54488
10.00%	0.08384	0.20891	0.33916

Tabla. 4.45 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 8.

PERIODO- HORA	Dmin - 170	Dmed – 179	Dmáx - 186
<b>% de la Demanda</b>	<b>Potencia de Fuera de Servicio [ MW ]</b>		
0.00%	16.36836	32.44642	40.42147
1.00%	10.63596	23.59524	28.38107
2.00%	6.50569	16.88776	19.15255
3.00%	3.74525	11.85746	12.72843
4.00%	2.03847	8.64090	8.10234
5.00%	1.00821	6.51530	5.10130
6.00%	0.51304	5.11564	3.22965
7.00%	0.26388	4.16059	2.08352
8.00%	0.14119	3.42460	1.37473
9.00%	0.07929	2.86535	0.93632
10.00%	0.04595	2.37850	0.62601

Tabla. 4.46 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 9.

PERIODO- HORA	Dmin - 194	Dmed – 203	Dmáx - 210
<b>% de la Demanda</b>	<b>Potencia de Fuera de Servicio [ MW ]</b>		
0.00%	18.60049	22.88912	36.85520
1.00%	12.71584	15.46178	25.75647
2.00%	8.42900	9.98762	17.20668
3.00%	5.51205	6.21489	11.24071
4.00%	3.65214	3.66697	6.89678
5.00%	2.52816	2.24255	4.07275
6.00%	1.86857	1.42456	2.32889
7.00%	1.47674	0.96652	1.33623
8.00%	1.22799	0.70601	0.73307
9.00%	1.05186	0.54711	0.39781
10.00%	0.91209	0.43836	0.21446

Tabla. 4.47 Valores Esperados de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva del día 10.

PERIODO- HORA	Dmin - 218	Dmed – 227	Dmáx - 234
<b>% de la Demanda</b>	<b>Potencia de Fuera de Servicio [ MW ]</b>		
0.00%	17.60951	20.37862	31.19481
1.00%	11.73260	13.91332	21.43624
2.00%	7.46547	8.83467	14.08719
3.00%	4.57581	5.58228	8.87411
4.00%	2.85758	3.45003	5.24774
5.00%	1.72104	2.04725	3.08594
6.00%	1.07093	1.27449	1.77687
7.00%	0.70670	0.81657	1.01054
8.00%	0.50001	0.54390	0.57188
9.00%	0.37685	0.36900	0.32375
10.00%	0.29762	0.26809	0.17876

#### 4.2.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL VALOR ESPERADO DE LA POTENCIA FUERA DE SERVICIO EN FUNCIÓN DE LA RESERVA DESIGNADA POR ESCENARIO DE DEMANDA.

Se presentan los valores esperados de la potencia fuera de servicio obtenidas del algoritmo recursivo para cada periodo de demanda mínima, media y máxima de los diez días de análisis en función de los niveles de reserva que han sido considerados en este estudio.

Tabla. 4.48 Valores Esperados Máximos y Mínimos de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva para el periodo de Demanda Mínima.

% de la Demanda designado para Reserva	Valores Máximos de E ( Pf > P )		Valores Mínimos de E ( Pf > P )	
	En % de Demanda E( Pf>P ) [MW]	Hora Día	En % de Demanda E( Pf>P ) [MW]	Hora Día
0.0%	1.4330%	194	1.1988%	2
	18.60	9	15.56076227	1
1.0%	0.9796%	194	0.7668%	2
	12.72	9	9.952638569	1
2.0%	0.6494%	194	0.4591%	2
	8.43	9	5.959112615	1
3.0%	0.4247%	194	0.2567%	2
	5.51	9	3.332112099	1
4.0%	0.2814%	194	0.1342%	2
	3.65	9	1.742392077	1
5.0%	0.1948%	194	0.0662%	2
	2.53	9	0.859118585	1
6.0%	0.1440%	194	0.0314%	2
	1.87	9	0.407898044	1
7.0%	0.1138%	194	0.0150%	2
	1.48	9	0.194398684	1
8.0%	0.0946%	194	0.0076%	2
	1.23	9	0.099049656	1
9.0%	0.0810%	194	0.0044%	2
	1.05	9	0.057225095	1
10.0%	0.0703%	194	0.0029%	2
	0.91	9	0.037939139	1

Tabla. 4.49 Valores Esperados Máximos y Mínimos de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva para el periodo de Demanda Media.

% de la Demanda designado para Reserva	Valores Máximos de E ( Pf > P )		Valores Mínimos de E ( Pf > P )	
	En % de Demanda E( Pf>P ) [MW]	Hora Día	En % de Demanda E( Pf>P ) [MW]	Hora Día
0.0%	1.7828%	179	1.2995%	59
	32.44642284	8	18.30933281	3
1.0%	1.2964%	179	0.8524%	59
	23.59524471	8	12.00981753	3
2.0%	0.9279%	179	0.5276%	59
	16.88775811	8	7.434508695	3
3.0%	0.6515%	179	0.3083%	59
	11.85745797	8	4.343585558	3
4.0%	0.4748%	179	0.1707%	59
	8.640900015	8	2.404663363	3
5.0%	0.3580%	179	0.0904%	59
	6.515304584	8	1.273319244	3
6.0%	0.2811%	179	0.0443%	59
	5.115644481	8	0.624424211	3
7.0%	0.2286%	179	0.0226%	59
	4.160592582	8	0.318836022	3
8.0%	0.1882%	179	0.0117%	59
	3.424600193	8	0.164992083	3
9.0%	0.1574%	179	0.0062%	59
	2.865346297	8	0.08733364	3
10.0%	0.1307%	179	0.0033%	59
	2.378500802	8	0.047001864	3

Tabla. 4.50 Valores Esperados Máximos y Mínimos de la Potencia Fuera de Servicio en función del porcentaje de la Demanda Total designado como Reserva para el periodo de Demanda Máxima.

% de la Demanda designado para Reserva	Valores Máximos de E ( Pf > P )		Valores Mínimos de E ( Pf > P )	
	En % de Demanda E( Pf>P ) [MW]	Hora Día	En % de Demanda E( Pf>P ) [MW]	Hora Día
0.0%	2.0844%	66	1.5200%	18
	41.35444558	3	36.88930999	1
1.0%	1.5704%	66	1.0302%	18
	31.15628009	3	25.00408197	1
2.0%	1.1747%	66	0.6488%	18
	23.30569687	3	15.74552513	1
3.0%	0.8834%	66	0.3930%	18
	17.52575754	3	9.538377838	1
4.0%	0.6841%	66	0.2250%	18
	13.57290697	3	5.460955672	1
5.0%	0.5341%	66	0.1220%	18
	10.59563698	3	2.960050408	1
6.0%	0.4251%	66	0.0611%	18
	8.434188891	3	1.482746504	1
7.0%	0.3418%	66	0.0301%	18
	6.780479603	3	0.731342167	1
8.0%	0.2739%	66	0.0144%	18
	5.433520471	3	0.349934179	1
9.0%	0.2159%	66	0.0068%	18
	4.282960284	3	0.164878813	1
10.0%	0.1678%	66	0.0031%	18
	3.329036964	3	0.075307461	1

De los datos expuestos se puede apreciar que se obtienen resultados con los mismos criterios que los presentados en los literales anteriores 4.2.1 y 4.2.2, a pesar de que en el periodo de demanda mínima el día 3 no se obtiene los mayores valores esperados de potencia.

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES.**

Para la realización del presente trabajo se ha desarrollado una base de datos cronológica de cuatro años y una herramienta computacional que permite realizar el análisis de confiabilidad del sistema por medio de un algoritmo recursivo considerando despachos económicos y con la finalidad de definir la reserva total de corto plazo del sistema.

Aplicando los procesos markovianos se define el comportamiento probabilístico de cada bloque de generación analizando la transición de los estados que experimentan cuando es o no requerido por el sistema, de esta manera se establece su probabilidad de falla hora a hora.

A través de las curvas de comportamiento probabilístico de los bloques de generación se observa que el arranque de un bloque de generación produce un considerable incremento en su probabilidad de falla.

Analizando las curvas de distribución de probabilidad de potencia fuera de servicio, se determina la afectación que se produce en la confiabilidad del sistema cuando se realizan más de dos arranques para una misma unidad en un intervalo de tiempo de siete horas.

De los resultados obtenidos se observa que para una reserva de potencia del 4% de la demanda total del sistema, como está actualmente estipulado, se obtienen los siguientes niveles de confiabilidad:

<b>Confiabilidad</b>	<b>Demanda Mínima</b>	<b>Demanda Media</b>	<b>Demanda Máxima</b>
<b>Valor Máximo</b>	90,68%	89,22%	86,54%
<b>Valor Mínimo</b>	88,36%	85,36%	82,28%

De igual manera si se desea establecer una confiabilidad del sistema del 99%, se obtienen los siguientes porcentajes de la demanda designados como reserva total:

<b>% de la Demanda</b>	<b>Demanda Mínima</b>	<b>Demanda Media</b>	<b>Demanda Máxima</b>
<b>Valor Máximo</b>	10,02%	15,88%	15,47%
<b>Valor Mínimo</b>	7,16%	7,74%	8,16%

Estos niveles de reserva planteados no optimizan las condiciones económicas con las que actúa el sistema de generación, sino solo el nivel de confiabilidad que se tiene como objetivo, por lo cual se proponen niveles de reserva que brindan al sistema una confiabilidad mayor al 90%.

Al comparar las curvas de distribución de probabilidad de falla, obtenidas para los bloques de generación térmica con las obtenidas para los bloques de generación hidráulica, se observa que los bloques de generación térmica alcanzan mayores valores de probabilidad de falla que los hidráulicos. Esto significa que mientras más de bloques de generación térmica en comparación de los hidráulicos, se utilizan para satisfacer la demanda, mayor será la probabilidad de potencia fuera de servicio del sistema. Con lo cual en época de estiaje los niveles requeridos de reserva serán mayores en comparación a los establecidos para los periodos de alta hidraulicidad.

## 5.2 RECOMENDACIONES.

Después de analizar los resultados obtenidos de las curvas de probabilidad de potencia fuera de servicio se recomienda los siguientes porcentajes de reserva para obtener una confiabilidad del sistema mayor al 90%:

% de la Demanda	Demanda Mínima	Demanda Media	Demanda Máxima
	4,60%	5,16%	6,20%

Estos porcentajes pueden ser aplicados directamente en el despacho económico para cada escenario de demanda.

Se debe considerar que el análisis de confiabilidad del presente trabajo, parte de suponer que las condiciones iniciales:  $\Pr(O1, t = 0)$  y  $\Pr(F1, t = 0)$ . Por lo cual es recomendable mantener el proceso de análisis realizando simulaciones periódicas para obtener resultados más ajustados a la realidad.

Para la realización de futuros estudios es necesario establecer un formato para el levantamiento de tiempos de disponibilidad e indisponibilidad de las centrales de generación, de acuerdo a los estados de transición que se requieran analizar y de esta manera automatizar la recolección de los datos.

Es muy importante poner mucho énfasis en la recolección de datos para el cálculo de la tasa de falla en el arranque de los generadores, especialmente las centrales térmicas de capacidad mayor a los 3 MW. Debido a su influencia en la confiabilidad del sistema.

En la operación del sistema de generación se deben respetar los tiempos máximos de operación y el número máximo de arranques de las unidades térmicas debido a que esto produce la reducción de la vida útil de la unidad y afecta la confiabilidad de la unidad.

## CAPÍTULO VI

### BIBLIOGRAFÍA

- [1] UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN - ARGENTINA. Teoría de Confiabilidad de los Sistemas Técnicos. Módulo I. Mayo 2000.
  
- [2] UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN - ARGENTINA. Estudios de Confiabilidad y Reserva en Mercados Competitivos. Cálculos de confiabilidad para la determinación de la reserva necesaria en sistemas de generación. Módulo II – Parte III. Junio 2000.
  
- [3] BILLINTONG, Roy. Reliability Evaluation of Power Systems. 1996.
  
- [4] GRECO, Gustavo Daniel. Valoración de Confiabilidad de Suministros de Energía Eléctrica Interconectados considerando las restricciones más importantes de la red de transporte. Universidad Nacional de San Juan - Argentina. Febrero 2000.
  
- [5] NACHLAS, Joel. Fiabilidad. Isdefe. 1995.
  
- [6] CENACE, Dirección de Operación, Procedimientos de Índices de Confiabilidad.
  
- [7] CENACE, Dirección de Operación, Bitácoras diarias de Operación.
  
- [8] CENACE, Dirección de Operación y Dirección de Planeamiento, Reportes de Pre - Despacho y Despacho Real.
  
- [9] SOTO, Manuel Ricardo. Cálculo de Índices Nodales y Funcionales de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia. 1997.

- [10] VAN CASTEREN, Jasper. Power System Reliability Assessment using the Weibull - Markov Model. Technical Report No. 381L. 2001.
- [11] GARCÍA GONZÁLEZ - QUIJANO, Javier. "Mejora En La Confiabilidad Operacional De Las Plantas De Generación De Energía Eléctrica: Desarrollo De Una Metodología De Gestión De Mantenimiento Basado En El Riesgo (RBM)". 2004.
- [12] CHEN, Jie. Time-space Methods for Determining Locational Reserves: A Framework for Location-based Pricing and Scheduling for Reserve Markets. School of Electrical & Computer Engineering Cornell University. December 2002
- [13] MICROSOFT. Manual de Visual Basic Macros. McGraw-Hill.

**Anexo 1. Tiempos de operación y falla de unidades de generación.**

EMPRESA DE GENERACIÓN	UNIDAD DE GENERACIÓN	P máx	P mín	NÚMERO DE UNIDADES	DENOMINACIÓN	TASA DE FALLA	TASA DE REPARACIÓN	TASA DE FALLA EN EL ARRANQUE
		MW	MW			$\lambda$	$\mu$	s
<b>HIDROPAUTE</b>	PAUTE AB U1	100	30	1	G_U1_PAUTE	0.000123257	0.725075529	0.02
	PAUTE AB U2	100	30	1	G_U2_PAUTE	0.000119404	1.012658228	0.02
	PAUTE AB U3	100	30	1	G_U3_PAU	0.000120921	1.846153846	0.02
	PAUTE AB U4	100	30	1	G_U4_PAU	0.000118725	0.85106383	0.02
	PAUTE AB U5	100	30	1	G_U5_PAU	0.000124345	0.612244898	0.02
	PAUTE C U6	115	30	1	G_U6_PAUTE	0.00011643	0.842105263	0.02
	PAUTE C U7	115	30	1	G_U7_PAUTE	0.000118045	0.167130919	0.02
	PAUTE C U8	115	30	1	G_U8_PAUTE	0.00011869	1.111111111	0.02
	PAUTE C U9	115	30	1	G_U9_PAUTE	0.000118683	0.211453744	0.02
	PAUTE C U10	115	30	1	G_U10_PAUTE	0.000117373	4.705882353	0.02
<b>HIDROPUCARÁ</b>	PUCARÁ U1	17	36	1	G_U1_PUC	0.00012251	0.85106383	0.02
	PUCARÁ U2	17	36	1	G_U2_PUC	0.000129368	0.343839542	0.02
<b>HIDRONACIÓN</b>	DAULE PERIPA U1	45	30	1	G_U1_DPER	0.000117595	0.365853659	0.02
	DAULE PERIPA U2	45	30	1	G_U2_DPER	0.000118978	0.476190476	0.02
	DAULE PERIPA U3	45	30	1	G_U3_DPER	0.00011882	0.38585209	0.02
<b>HIDROAGOYAN</b>	AGOYAN U1	78	30	1	G_U1_AGO	0.00012118	0.653950954	0.02
	AGOYAN U2	78	30	1	G_U2_AGO	0.000122136	1.030042918	0.02
<b>TERMOESMERALDAS</b>	ESMERALDAS	133	65	1	T-ESMER	0.000150198	0.100502513	0.05
<b>ELECTROGUAYAS</b>	GAS PASCUALES TG5	96	30	1	E.G.PASC	0.000328857	0.177383592	0.07
	TRINITARIA	90	55	1	E-TRINIT	0.000148799	0.059955034	0.07
	GONZALO ZEVALLOS TV2	71.2	18	1	E.GZ.TV2	0.00012599	0.161507402	0.05
	GONZALO ZEVALLOS TV3	71.2	18	1	E.GZ.TV3	0.000128823	0.215827338	0.05
	GONZALO ZEVALLOS TG4	20	18	1	E.GZ.TG4	0.00111	0.052189997	0.05

EMPRESA DE GENERACIÓN	UNIDAD DE GENERACIÓN	P máx	P mín	NÚMERO DE UNIDADES	DENOMINACIÓN	TASA DE FALLA	TASA DE REPARACIÓN	TASA DE FALLA EN EL ARRANQUE
ELECTROECUADOR	ALVARO TINAJERO 1	45	15	1	ELEC-AT1	0.000119853	0.051746442	0.05
	ALVARO TINAJERO 2	36	15	1	ELEC-AT2	0.000124892	1.371428571	0.05
	VAPOR ANIBAL SANTOS	33	10	1	E.VASANT	0.0001285	0.292682927	0.05
	ANIBAL SANTOS TG1	22	10	1	E.GASAN1	0.00013835	0.108695652	0.05
	ANIBAL SANTOS TG2	22	10	1	E.GASAN2	0.000114308	0.558139535	0.05
	ANIBAL SANTOS TG3	15	10	1	E.GASAN3	0.000133623	0.157480315	0.05
	ANIBAL SANTOS TG5	18	10	1	E.GASAN5	0.000122563	1.333333333	0.05
	ANIBAL SANTOS TG6	18	10	1	E.GASAN6	0.000117165	0.12565445	0.05
ELECTROQUIL	ELECTROQUIL U1	45	23	1	EQL2-U1	0.000129635	0.028169014	0.05
	ELECTROQUIL U2	46	23	1	EQL2-U2	0.000123606	0.028066893	0.05
	ELECTROQUIL U3	45	23	1	EQL3-U3	0.000121909	0.046038749	0.05
	ELECTROQUIL U4	45	23	1	EQL3-U4	0.000122452	0.045342906	0.05
TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO U1	5.2	5	1	TPGUANG1	0.000122938	0.058451047	0.05
	GUANGOPOLO U2	5.2	5	1	TPGUANG2	0.000131669	0.073687442	0.05
	GUANGOPOLO U3	5.2	5	1	TPGUANG3	0.000131715	0.07213706	0.05
	GUANGOPOLO U4	5.2	5	1	TPGUANG4	0.000131296	0.037980693	0.05
	GUANGOPOLO U5	5.2	5	1	TPGUANG5	0.000138036	0.118870728	0.05
	GUANGOPOLO U6	5.2	5	1	TPGUANG6	0.000123603	0.048416381	0.05
	SANTA ROSA TG1	18	15	1	TP.ROSA1	0.000118083	0.244648318	0.05
	SANTA ROSA TG2	18	15	1	TP.ROSA2	0.000120432	0.063578124	0.07
	SANTA ROSA TG3	18	15	1	TP.ROSA3	0.000121707	0.042643923	0.05

EMPRESA DE GENERACIÓN	UNIDAD DE GENERACIÓN	P máx	P mín	NÚMERO DE UNIDADES	DENOMINACIÓN	TASA DE FALLA	TASA DE REPARACIÓN	TASA DE FALLA EN EL ARRANQUE
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.	G. HERNANDEZ U1	5.2	5	1	G.HERNA1	0.000252753	0.174545455	0.05
	G. HERNANDEZ U2	5.2	5	1	G.HERNA2	0.000131908	0.083246618	0.05
	G. HERNANDEZ U3	5.2	5	1	G.HERNA3	0.000181639	0.072617247	0.05
	G. HERNANDEZ U4	5.2	5	1	G.HERNA4	0.000306444	0.06940428	0.05
	G. HERNANDEZ U5	5.2	5	1	G.HERNA5	0.000156142	0.049576534	0.05
	G. HERNANDEZ U6	5.2	5	1	G.HERNA6	0.000136278	0.089686099	0.05
	LULUNCOTO U1	2.7	2.5	1	LULUN-11	0.000129104	0.057581574	0.05
	LULUNCOTO U2	2.7	2.7	1	LULUN-12	0.000129104	0.057581574	0.05
	LULUNCOTO U3	2.7	2.7	1	LULUN-13	0.000171251	0.132013201	0.05
	HIDRO VIC	69.5	0	6	EEQVIC_H	0.000120005	0.484359233	0.02
	MOV	21.98	0	8	EEQMOV_H	0.000124086	0.669222726	0.02
	ELECAUSTRO	DESCANSO 1	4.3	3.6	1	EAUSDES1	0.000148152	0.128755365
DESCANSO 2		4.3	3.6	1	EAUSDES2	0.000150694	0.261437908	0.05
DESCANSO 3		4.3	3.6	1	EAUSDES3	0.000274328	0.122137405	0.05
DESCANSO 4		4.3	3.6	1	EAUSDES4	0.000151878	0.062015504	0.05
MONAY 1		1.1	0.5	1	EAUSMON1	0.000236776	1.411764706	0.05
MONAY 2		1.1	0.5	1	EAUSMON2	0.000141921	0.38585209	0.05
MONAY 3		1.1	0.5	1	EAUSMON3	0.000188499	1.176470588	0.05
MONAY 4		1.1	0.6	1	EAUSMON4	0.000114387	1.094402539	0.05
MONAY 5		1.1	0.6	1	EAUSMON5	0.000404128	0.497925311	0.05
MONAY 6		1.1	0.6	1	EAUSMON6	0.000130814	2	0.05
HIDRÁULICA	40.32	0	10	ELEAUS_H	0.000116203	0.46278442	0.02	

EMPRESA DE GENERACIÓN	UNIDAD DE GENERACIÓN	P máx	P mín	NÚMERO DE UNIDADES	DENOMINACIÓN	TASA DE FALLA	TASA DE REPARACIÓN	TASA DE FALLA EN EL ARRANQUE
EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL SUR S.A.	CATAMAYO U2	1.2	0.64	1	LOJ-CA2	0.000119139	0.387096774	0.05
	CATAMAYO U4	1.2	0.95	1	LOJ-CA4	0.000131187	3	0.05
	CATAMAYO U5	1.2	0.95	1	LOJ-CA5	0.000127144	1.967213115	0.05
	CATAMAYO U6	2.5	1.4	1	LOJ-CA6	0.000152717	0.655737705	0.05
	CATAMAYO U7	2.5	1.4	1	LOJ-CA7	0.000166094	0.204429302	0.05
	CATAMAYO U8	2.5	1	1	LOJ-CA8	0.00012088	0.376175549	0.05
	CATAMAYO U9	2.2	1.5	1	LOJ-CA9	0.00013792	1.6	0.05
	CATAMAYO U10	2.2	1.5	1	LOJ-C10	0.00012475	1.387283237	0.05
	C.H.CARLOS MORA	2.4	0	3	R-SUR_H	0.000127618	0.097999183	0.02
EMPRESA ELÉCTRICA SANTA ELENA	SANTA ELENA 1	2	1.5	1	SELG1	0.00021341	0.082417582	0.05
	SANTA ELENA 9	2	1.5	1	SELG9	0.00021341	0.082417582	0.05
	SANTA ELENA 10	2	1.5	1	SELG10	0.00021341	0.082417582	0.05
	SANTA ELENA 11	2	1.5	1	SELG11	0.00021341	0.082417582	0.05
	SANTA ELENA 5	2	1.5	1	SEPOG5	0.000180624	0.102695764	0.05
	SANTA ELENA 4	2	1.5	1	SEPLG4	0.00021341	0.082417582	0.05
INTERVISATRADE S.A.	VICTORIA II	104	50	1	VICTORII	0.000145669	0.113047574	0.05
MACHALA POWER	MACHALA POWER A	65	35	1	MACHPOWA	0.000136967	0.054411193	0.05
	MACHALA POWER B	65	35	1	MACHPOWB	0.000130797	0.056611403	0.05
INTERCONEXIÓN	INTERCONEXIÓN 230 kV	250	0	1	POMASQUI	0.000114152	0.089213301	0.02
	INTERCONEXIÓN 138 kV	12	0	1	FRONTERA	0.000114152	0.089213301	0.02
ULLYSEAS S.A.	POWER BARGE I	22	10	1	UPBARGEI	0.000276243	0.010904241	0.05
EMELORO	CAMBIO U3	2	1.8	1	ORO-CAG3	0.000126149	0.757097792	0.05
	CAMBIO U4	2	1.8	1	ORO-CAG4	0.000116454	0.533333333	0.05
	MACHALA U4	4.4	3.5	1	ORO-MAU4	0.000116033	0.728651171	0.05
	MACHALA U5	4.2	3.5	1	ORO-MAU5	0.000114943	0.895522388	0.05

EMPRESA DE GENERACIÓN	UNIDAD DE GENERACIÓN	P máx	P mín	NÚMERO DE UNIDADES	DENOMINACIÓN	TASA DE FALLA	TASA DE REPARACIÓN	TASA DE FALLA EN EL ARRANQUE
<b>EMEPRESA ELÉCTRICA AMBATO</b>	LLIGUA U1	3.6	0.5	1	AMB-LLI1	0.000120309	5.333333333	0.05
	LLIGUA U2	3.6	0.5	1	AMB-LLI2	0.000120309	5.333333333	0.05
	BATAN	1	0	1	AMB-BAT3	0.000120309	5.333333333	0.05
	HIDRÁULICA	2.92	0	4	AMBATO_H	0.000124643	0.220926665	0.02
<b>EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI</b>	HIDRÁULICA	9	0	6	COTOPX_H	0.000116422	0.284023669	0.02
<b>EMAAPQ</b>	HIDRÁULICA	12	0	1	EMAAPQ_H	0.00111	0.052189997	0.02
<b>ECOLUZ</b>	ECOLUZ U1	7	4	1	ELUZLO_H	0.00111	0.052189997	0.02
	ECOLUZ U2	7	4	1	ELUZPA_H	0.00111	0.052189997	0.02
<b>HIDROABANICO</b>	HIDRÁULICA	15	0	-	ABANIC_H	0.00111	0.052189997	0.02
<b>INGENIO SAN CARLOS</b>	EXCEDENTES	-	-	-	INGSCA	0.00111	0.052189997	0.02
<b>LUCEGA</b>	EXCEDENTES	-	-	-	LUCEGA	0.00111	0.052189997	0.02
<b>ECOELECTRIC</b>	EXCEDENTES	-	-	-	ECOELE	0.00111	0.052189997	0.02
<b>CEMENTO SELVA ALEGRE</b>	EXCEDENTES	-	-	-	CEMSALEG	0.0012	0.021309998	0.05
<b>EMELNORTE</b>	TÉRMICO	1.8	1	2	EMELNOR	0.000120942	1.042513639	0.05
	HIDRÁULICA	4.4	0	4	RNORTU_H	0.000124086	0.669222726	0.02
<b>EMELBO S.A.</b>	TÉRMICO	1.1	1	1	BOLIVAR	0.000120942	1.042513639	0.05
	HIDRÁULICA	1.5	0	2	BOLIVR_H	0.00111	0.052189997	0.02
<b>EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA</b>	HIDRÁULICA	9	0	-	RNORIB_H	0.000124086	0.669222726	0.02
	TÉRMICA	2	1	1	RIOBAMB	0.000131433	0.430107527	0.05
	HIDRÁULICA	15	0	4	RIOBAM_H	0.000601466	0.665450213	0.02