

**ANÁLISIS DE LA SEGURIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS  
INDUSTRIALES**

Tesis Presentada por

**GUSTAVO ANDRÉS RAMOS LÓPEZ**

Al comité de doctorado de la Facultad de Ingeniería

Como requisito parcial para optar al título de  
Doctor en Ingeniería

Director de Tesis:  
**Alvaro Torres M. Ph.D.**

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERIA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
Bogotá D.C., 16 de Enero de 2008

**ANÁLISIS DE LA SEGURIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS  
INDUSTRIALES**

Aprobada por

Dr. Alvaro Torres M. Director de Tesis

Dr. Sebastián Rios. Presidente del Jurado

Dr. Mario Rios. Jurado

Dr. Fernando Jiménez. Jurado

Fecha de aprobación: 31 de Enero de 2008

## **Dedicatoria**

A mi esposa y a nuestro bebé quien viene en camino

## **Agradecimientos**

Gracias infinitas a Dios por darme el soporte, sabiduría e inteligencia durante toda mi vida y en especial en esta etapa.

Gracias a mi esposa linda por haberse sacrificado durante estos 3 años y medio para apoyarme desinteresadamente en la consecución de esta gran meta.

Gracias a mi familia y amigos quienes estuvieron al tanto de mi trabajo y se solidarizaron con cada etapa vivida durante este proceso.

Agradezco al Dr. Alvaro Torres y a Maria Teresa Torres por haber creído en mí como ser humano y en mis capacidades intelectuales para desarrollar esta tesis doctoral.

Agradezco al Dr. Mario Rios por su desinteresado apoyo y contribución intelectual y por sus importantes consejos para llevar a feliz término esta investigación.

Agradezco a la Facultad de Ingeniería y al Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad de los Andes por brindar los recursos necesarios durante el desarrollo de la investigación.

Agradezco al “Laboratoire d’Electrotechnique de Grenoble” en Francia, en especial al Dr. Nouredine Hadj-Said y al programa Bomplan 2004 de la Embajada de Francia en Colombia y el Departamento de Internacionalización del Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología “Francisco José de Caldas”-COLCIENCIAS, por haber permitido la realización de mi pasantía internacional.

Agradezco al programa de Doctorados Nacionales 2005 del Instituto Colombiano para el Desarrollo de la Ciencia y la Tecnología “Francisco José de Caldas”-COLCIENCIAS, por haberme brindado el soporte financiero para la realización del doctorado.

## TABLA DE CONTENIDO

Capítulo 1	INTRODUCCION GENERAL	
1.1	JUSTIFICACIÓN .....	1
1.2	OBJETIVO GENERAL DE LA TESIS.....	4
1.3	BIBLIOGRAFÍA .....	5
Capítulo 2	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	
2.1	SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EN EL ÁMBITO MUNDIAL .....	6
2.2	TRANSFORMACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA .....	7
2.3	CARACTERIZACIÓN DE LOS CONCEPTOS SQRA PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES .....	9
2.3.1	Seguridad .....	9
2.3.2	Calidad de la potencia .....	10
2.3.3	Confiabilidad y Disponibilidad .....	10
2.3.4	Relación actual entre los elementos SQRA .....	12
2.4	EL CONCEPTO SQRA VISTO EN LA SOCIEDAD MODERNA .....	13
2.5	NECESIDADES ACTUALES Y FUTURAS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS .....	14
2.6	SOLUCIÓN PLANTEADA EN LA INVESTIGACIÓN .....	15
2.6.1	Sistemas eléctricos industriales .....	15
2.6.2	Incertidumbre .....	16
2.6.3	Los procesos industriales .....	17
2.6.4	Relación entre los elementos del concepto SQRA .....	17
2.6.5	Posibles estados de los elementos del concepto SQRA .....	19

	2.6.6	Eventos que se deben analizar de acuerdo con el concepto SQRA 20	
	2.6.7	Definición general de la relación entre seguridad, calidad de la potencia, confiabilidad y disponibilidad de los sistemas eléctricos industriales. ....	21
	2.6.8	Hipótesis de investigación de la tesis.....	22
	2.7	BIBLIOGRAFÍA .....	25
Capítulo 3		METODOLOGÍA PROPUESTA PARA ESTIMAR LOS NIVELES DE SEGURIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES	
	3.1	MODELO PARA EL ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA Y LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES POR MEDIO DE RELACIONES CAUSA-EFECTO ..	31
	3.1.1	Cálculo de la confiabilidad y disponibilidad de sistemas eléctricos industriales con base en redes Bayesianas. ....	32
	3.1.2	Cálculo de la confiabilidad y disponibilidad de sistemas eléctricos industriales con base en redes Bayesianas. ....	34
	3.1.3	Cálculo del indicador de calidad del servicio con base en redes Bayesianas. ....	35
	3.2	MODELO PARA EL ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD Y LA SEGURIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES POR MEDIO DE SECUENCIAS DE OPERACIÓN .....	36
	3.3	BIBLIOGRAFIA .....	42
Capítulo 4		APLICACIÓN DE LOS MODELOS AL SISTEMAS IEEE 493	
	4.1	SISTEMAS DE PRUEBA IEEE 493 .....	44
	4.2	APLICACIÓN DEL MODELO RELACION CAUSA EFECTO .....	46
	4.2.1	Cálculo de la confiabilidad del sistema IEEE 493 .....	46
	4.2.2	Cálculo de la calidad de la potencia del sistema IEEE 493 .....	51
	4.2.3	Cálculo del indicador RPQ .....	60
	4.3	APLICACIÓN DEL MODELO DE SECUENCIAS DE OPERACIÓN... ..	61
	4.3.1	Circuitos ramales .....	61
	4.3.2	Transferencia automática .....	66
	4.3.3	Sistema total .....	70
	4.4	BIBLIOGRAFIA .....	72

Capítulo 5	CONCLUSIONES	
5.1	VALIDACIÓN DE LA HIPÓTESIS DE INVESTIGACION .....	74
5.2	CONCLUSIONES SOBRE LA METODOLOGÍA .....	74
5.3	CONCLUSIONES SOBRE EL MODELO RPQ .....	75
5.4	CONCLUSIONES SOBRE EL MODELO RS .....	76
5.5	TRABAJO FUTURO .....	77
5.6	BIBLIOGRAFÍA .....	77
Anexos	.....	79

## 1. INTRODUCCION GENERAL

### 1.1. JUSTIFICACIÓN

En el mundo moderno industrial de sectores tales como el de telecomunicaciones, financiero, petrolero e industria pesada, se requiere de sistemas digitales y de electrónica de potencia de alta tecnología, los cuales están expuestos a los problemas de confiabilidad y calidad de la potencia tales como: Cortes de energía, distorsión armónica, fluctuaciones de voltaje, transitorios de voltajes y sistemas de puesta a tierra.

En la industria moderna existe consciencia a cerca de la necesidad de contar con una infraestructura eléctrica adicional o de mejor desempeño que permita tener unas características de calidad, productividad y servicio al cliente a los que debe someterse. Un sistema eléctrico de estos requiere de grandes inversiones que pueden resultar elevadas e incluso afectar los costos operativos del negocio. Estos requerimientos han creado la necesidad de desarrollar metodologías para el análisis detallado de la seguridad de los sistemas eléctricos que atienden dichas cargas con el fin de identificar los puntos de mayor vulnerabilidad, protegerlos y hacer una gestión de los costos de estas inversiones.

Tradicionalmente en la industria se han realizado análisis de cada uno de los fenómenos individualmente y en algunos casos de manera integral presentándose soluciones que cubren a uno o varios de los fenómenos, pero con ciertas debilidades en el análisis de la seguridad total del sistema aunque con algunos esquemas de protección implementados para cubrir estos problemas [1.1].

A raíz de los últimos eventos presentados en los sistemas eléctricos a nivel mundial en el año 2003, tales como los apagones de New York (Agosto 14), Londres (Agosto 28) Copenhague y Parte de Suecia (Septiembre 23) y Milán (Septiembre 28), entre otros, y los hechos de orden público a los cuales se exponen los sistemas eléctricos, es necesario realizar no sólo un análisis de confiabilidad sino también un análisis de seguridad de los sistemas eléctricos que permitan validar la efectividad de los esquemas de protección y establecer un nivel adecuado de inversión de acuerdo con el tipo de problemas y de industria [1.2].



La evaluación de la seguridad es una de las actividades más importantes en el planeamiento y operación de un sistema de potencia eléctrico, teniendo en cuenta que la seguridad de un sistema de potencia se ha definido como la “habilidad de un sistema para responder u operar durante perturbaciones importantes”.

Se puede entender la seguridad como la confiabilidad dinámica del sistema, es decir está relacionada principalmente con el concepto de que la falla de un componente del sistema puede afectar tanto su funcionamiento, el deterioro del mismo, como ocasionar daños en cascada y aumentar la frecuencia y duración de las fallas. Estas condiciones ponen en peligro la operación de toda una planta o de un sistema, reduciendo así la capacidad de producción y de rentabilidad del negocio y llegando en algunos casos a comprometer la seguridad de las personas.

La evaluación tradicional de la seguridad de un sistema de potencia se hace fundamentalmente con métodos determinísticos, simulando escenarios críticos y a veces extremos que pueden conducir a una apreciación errónea del nivel de seguridad, porque evalúa las condiciones de operación sin considerar la incertidumbre de su ocurrencia.

Dada la proliferación de cargas no lineales y sensibles por avance de la tecnología en la electrónica de potencia en los diferentes sectores (industrial, comercial, residencial), los sistemas eléctricos son cada vez más vulnerables a los fenómenos denominados de calidad de la potencia eléctrica tales como: armónicos, sags, swells, flickers, etc. que pueden reducir los niveles de seguridad, confiabilidad y disponibilidad del servicio de energía eléctrica.

La calidad de la potencia eléctrica es una medida de la interacción de la potencia eléctrica con el equipo eléctrico e implica básicamente la calidad del voltaje y la confiabilidad o continuidad del servicio. La seguridad y confiabilidad también están relacionadas con fallas escondidas en los sistemas de protección o a fallas por desviaciones de este de sus características nominales. La calidad de la potencia puede afectar de manera importante la seguridad del sistema de potencia e inclusive la seguridad de su utilización y la confiabilidad o continuidad del servicio.

Los problemas de calidad de la potencia eléctrica han creado la necesidad de investigar metodologías, modelos, procedimientos, etc. que permitan relacionar la seguridad tanto con la calidad de la potencia como con la confiabilidad y disponibilidad del sistema eléctrico. Este es actualmente un campo de investigación importante. EPRI ha iniciado los primeros estudios para lograr definir un concepto que integre estos aspectos y lo ha denominado como SQRA (*Security, Quality, Reliability and Availability*). Este concepto integrado genera un espacio para la investigación en el tema que permite a las empresas definir las

políticas de esquemas de protección, puestas a tierra, ubicación de cargas, selección de equipos, mantenimiento, etc., con base en el conocimiento y desarrollo de modelos más que en anécdotas y por otra parte contar con mayores ventajas competitivas que le brindan una diferenciación en el mercado.

A nivel mundial ya es muy claro las repercusiones tanto de tipo técnico como económico que representan para una empresa una salida del servicio de energía eléctrica [1.3]. Por ejemplo de acuerdo con investigaciones recientes realizadas por EPRI, se sugiere que en el sector productivo de los Estados Unidos (Empresas de energía, industrias, sector financiero, etc.) las pérdidas económicas anuales debido a cortes de energía y fenómenos de la calidad de la potencia superan los \$100 billones de dólares [1.4].

Los modelos tradicionales de confiabilidad representan procesos de Poisson, pero no son útiles cuando se requieren modelar situaciones con fallas ocultas, en donde no hay evidencia de este tipo de fallas, además presentan indicadores del comportamiento de estado estable del sistema y no reflejan el impacto final en el usuario.

A medida que crece la demanda por una mayor seguridad, confiabilidad y control de la entrega de la potencia eléctrica tanto desde el lado del generador, transmisor, distribuidor y cliente, se reconocen más claramente los beneficios de integrar los conceptos de calidad de la potencia y la confiabilidad en la evaluación de la seguridad. En la actualidad se cuentan con métodos completos de análisis del comportamiento de los sistemas eléctricos industriales en los que se analizan por separado los conceptos de seguridad, calidad de la potencia y confiabilidad, con los cuales no es posible hacer una análisis integrado en el cual se cumplan con las expectativas de los usuarios industriales modernos con alta densidad de carga electrónica instalada.

Los argumentos anteriormente expuestos soportan el trabajo de esta investigación. A través del modelo de análisis de confiabilidad, disponibilidad y calidad de la potencia de los sistemas eléctricos industriales ante eventos que pueden causar condiciones críticas de operación y alterar la seguridad de estos sistemas con el fin de integrar los conceptos del SQRA. Se proponen indicadores de desempeño del sistema que permiten obtener una apreciación de la respuesta del sistema a perturbaciones integrando este concepto con los conceptos de calidad de la potencia y confiabilidad. Estos indicadores incluyen el punto de vista de la industria eléctrica actual.

## 1.2. OBJETIVO GENERAL DE LA TESIS

El objetivo general de esta investigación fue desarrollar un modelo para el análisis de la seguridad de los sistemas eléctricos de clientes industriales considerando integralmente los conceptos de confiabilidad, disponibilidad y los fenómenos que afectan la calidad de la potencia eléctrica teniendo en cuenta la incertidumbre de las variables desde la perspectiva probabilística. Se busca desarrollar una metodología de análisis y de valoración del nivel de seguridad de los sistemas eléctricos en donde los fenómenos de calidad de la potencia eléctrica son un factor importante en la confiabilidad y en la seguridad de este.

A través de esta investigación se determinarán indicadores de seguridad que permiten evaluar el nivel de riesgo del sistema en cada condición de operación, integrando los conceptos de calidad de la potencia y la confiabilidad vista como la probabilidad de pérdida del servicio o interrupción en el mismo. Sólo se consideran aquellos eventos naturales, tanto internos como externos que tienen una característica de incertidumbre del tipo aleatorio o probabilística

La estructura del documento se complementa con 4 capítulos así:

En el capítulo 2 se presenta la visión mundial actual y futura sobre los sistemas eléctricos industriales, la transformación que está sufriendo la industria eléctrica y las necesidades de la sociedad moderna sobre el uso de los dispositivos digitales basados en microprocesadores. Se presenta la definición del concepto SQRA (Seguridad, calidad de la Potencia, Confiabilidad y disponibilidad) visto por la comunidad internacional y sobre la cual se basa esta investigación para presentar el problema y la solución propuesta.

El capítulo 3 presenta el enfoque y aporte de la investigación a través del planteamiento de dos modelos de análisis basados en redes probabilísticas. El primer modelo integra el análisis de confiabilidad y calidad de la potencia por medio de redes Bayesianas y el segundo integra el análisis de la confiabilidad y la seguridad de los sistemas eléctricos industriales por medio de redes de Petri estocásticas.

El capítulo 4 presenta la aplicación de los modelos desarrollados al sistema de prueba IEEE 493. Los resultados del modelo de confiabilidad permiten validar los obtenidos con otras técnicas, para luego plantear desarrollos adicionales en el análisis de sistemas eléctricos industriales.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones logradas con esta investigación sobre el estado actual del análisis de sistemas eléctricos industriales y sobre la aplicación del modelo propuesto con redes probabilísticas incluyendo de manera integral la seguridad, la calidad de la potencia, la confiabilidad y la disponibilidad. Además se presenta el trabajo futuro con el fin de seguir fortaleciendo el estado del arte en el área de calidad de la potencia, confiabilidad y seguridad de sistemas eléctricos industriales.

### 1.3. BIBLIOGRAFÍA CAPÍTULO 1.

[1.1] M.F. McGranaghan, “Quantifying Reliability and Service Quality for Distribution Systems”, IEEE Trans. Industry Applications, vol. 43, pp. 188-195, Jan/Feb. 2007.

[1.2] “*CIGRE/IEEE-PES Montreal Symposium on Quality and Security of Electric Power Delivery Systems. General Report*”, CIGRE/IEEE-PES Symposium on Quality and Security of Electric Power Delivery Systems, Montreal, October 7-10, 2003.

[1.3] “*The Cost of Power Disturbances to Industrial and digital Economy Companies*”, EPRI, Palo Alto, CA: 2001.

[1.4] “*Power Delivery System and Electricity Markets of the Future*”, EPRI, Palo Alto, CA: 2003. Technical document 1009102.

## 2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

### 2.1. SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EN EL ÁMBITO MUNDIAL

Las exigencias de la sociedad moderna plantean desafíos constantemente al sector productivo en tecnologías de las telecomunicaciones e información y tecnologías de diseño. Este desarrollo implica el uso masivo de equipos digitales basados en microprocesadores tanto para aplicaciones residenciales, comerciales como industriales, tales como computadores, controladores lógicos programables, iluminación fluorescente compacta y control de motores que hacen parte de todos los procesos que se desarrollan en una economía globalizada [2.1]. Por lo tanto el bienestar de la sociedad depende del correcto funcionamiento de estos dispositivos, los cuales son exigentes en la calidad de la potencia y la confiabilidad suministrada. Para este tipo de aplicaciones una ausencia de tensión mayor a medio ciclo implica la parada de un proceso [2.2]

La infraestructura eléctrica de los sistemas de transmisión y distribución actual no cumple con este tipo de requerimientos, pues no fue concebida y diseñada para atender el tipo de cargas que los procesos actuales demandan, por lo tanto en la actualidad los usuarios se encuentran con numerosos problemas relacionados con la calidad de la potencia y la confiabilidad suministrada a sus sistemas, los cuales llevan a pérdidas económicas importantes estimadas en 100 billones de dólares anuales, las cuales seguirán creciendo si los sistemas eléctricos actuales no evolucionan para suplir el tipo de energía que la *era digital* está demandando [2.3].

Las principales debilidades detectadas en los sistemas eléctricos actuales son:

- La infraestructura eléctrica de potencia no se expande al ritmo que la demanda, tanto en capacidad física como en la forma misma del negocio. Las inversiones en expansión y mantenimiento de esta infraestructura son 20 veces menores que las inversiones en equipos electrónicos y computadores [2.4], además en Estados Unidos entre 1988 y 1998 la demanda de energía creció 30% mientras que la capacidad de transmisión 15%. Se prevé que para el 2009 la demanda crezca 20% y la capacidad de la red de transmisión 3.5% [2.5].

Los usuarios requieren interactuar con el suministro de energía con el fin de convertirlo en un elemento estratégico de sus negocios. Así como es posible seleccionar el tipo de proveedor de la energía debe tener la posibilidad de definir el nivel de calidad de la potencia y confiabilidad, recibir retribuciones por falta de estos niveles, el tipo de fuentes primarias que fueron empleadas para ese suministro, el precio más competitivo. Los operadores de la red deben optimizar sus inversiones y reducir costos de operación con base en los requerimientos del mercado.

- La carga instalada ha cambiado dramáticamente en las dos últimas décadas debido a la evolución de la electrónica de potencia, por ejemplo el parque de UPS's instalada en Estados Unidos ha crecido desde 25 GW a partir del año 1999 hasta 40 GW [2.6]. Las empresas eléctricas de Estados Unidos estiman que actualmente el 50% de la carga instalada por los usuarios está basada en dispositivos de electrónica de potencia [2.7], los cuales son altamente exigentes en los niveles de calidad de la potencia, confiabilidad, disponibilidad y seguridad.
- Los sistemas eléctricos son más vulnerables al error humano, desastres naturales, ataques intencionales físicos y *cyber* ataques. La industria eléctrica ha reconocido la necesidad de concentrar sus esfuerzos para estimar las vulnerabilidades para industrias específicas, las redes de transmisión y distribución, y la configuración de sistemas de respaldo [2.8].

Por lo tanto en la sociedad moderna es necesario entender la influencia de los sistemas eléctricos sobre la continuidad de los procesos industriales y comerciales ante la presencia de eventos que anteriormente no eran considerados o para los cuales no existen técnicas de estimación y mitigación que necesariamente impactará el nivel de inversión en la infraestructura eléctrica desde la alta tensión hasta el punto de uso final [2.9].

## 2.2. TRANSFORMACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Teniendo en cuenta los acontecimientos negativos ocurridos en diferentes ciudades del mundo y que han estado relacionados con fallas en los sistemas eléctricos, el Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica (EPRI, de sus siglas en inglés) en conjunto con entidades estatales relacionadas con los sistemas eléctricos crearon en el 2001 el *Consortium for Electric Infrastructure to Support a Digital Society* (CEIDS) el cual actualmente se conoce como *IntelliGrid Consortium* [2.10].

*IntelliGrid* pretende integrar y optimizar los esfuerzos de investigación en el desarrollo de tecnologías hacia una infraestructura eléctrica inteligente para el futuro. Como resultado de la interacción de los diferentes participantes se han visualizado tres grandes aspectos relacionados con dicha transformación:

- Las funcionalidad de los sistemas eléctricos: Estos sistemas deben tener la capacidad de ser mas seguros contra posibles ataques terroristas, ser adaptable a los continuos cambios en la demanda, interactivo con los usuarios y el mercado, eficiente, predictivo, integrado y con facilidad para funcionar de manera distribuida.
- La utilidad para la sociedad: Con el desarrollo de un plan integral se reducirán costos, incrementará el valor de las inversiones, incrementará la satisfacción del cliente y se presentarán nuevas oportunidades de negocios. Se estima que las inversiones que realicen para implementar la visión de *IntelliGrid* tendrán una relación beneficio-costos de 5 a 1 [2.5]. Esta inversión estará principalmente relacionada con la implementación de equipos para automatización, redes de comunicaciones, equipos de control de potencia y herramientas de simulación.
- Atributos de los sistemas eléctricos del futuro: Elevados niveles de seguridad, calidad de la potencia, confiabilidad y disponibilidad (SQRA, de sus siglas en inglés). Este concepto implica desarrollar capacidades automáticas en los sistemas eléctricos para reconocer problemas, encontrar las soluciones y optimizar su desempeño. El sistema del futuro promoverá el crecimiento económico y minimizará el impacto ambiental.

La Figura 2.1 presenta de manera concreta la importancia que el concepto SQRA tomará en los próximos 40 años y el rezago que los sistemas eléctricos actuales muestran con respecto a esa tendencia [2.11]. Por lo anterior se ha identificado, como meta de corto plazo, la investigación de sistemas eléctricos del futuro a todo nivel relacionado con la evolución del concepto SQRA, la conexión de micro redes y fuentes de energía distribuida y el desarrollo de las capacidades de control de dichos sistemas.

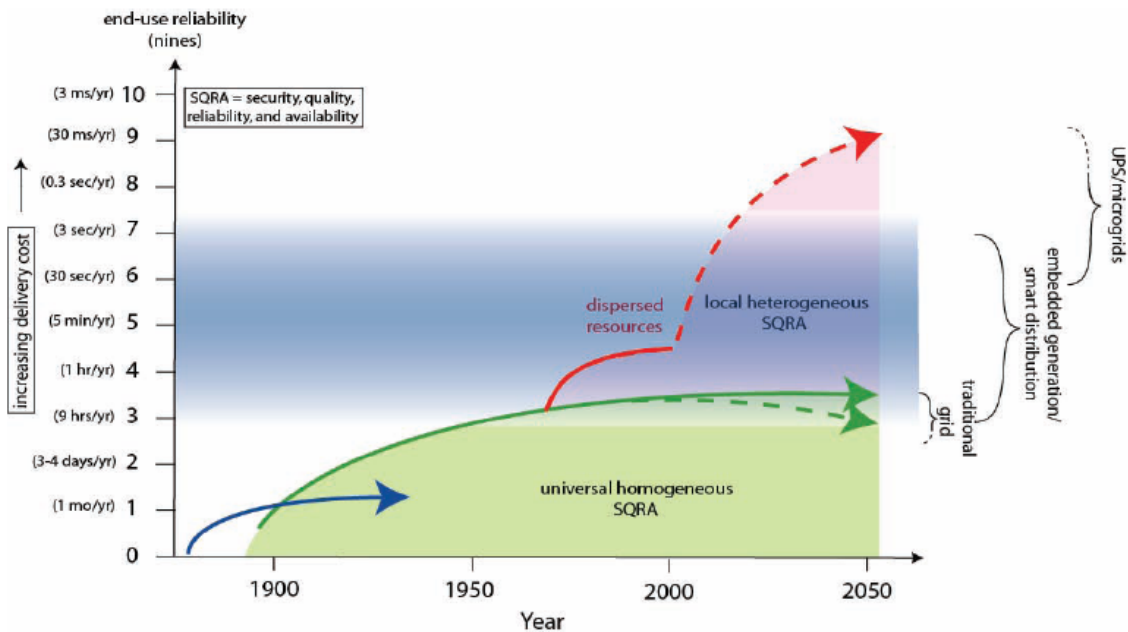


Figura 2.1 Tendencia del concepto SQRA según la visión mundial [2.11]

### 2.3. CARACTERIZACIÓN DEL CONCEPTO SQRA (Security, Power Quality, Reliability and Availability) PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES.

Los procesos industriales basados en dispositivos semiconductores exigen elevados niveles de seguridad, calidad de la potencia, confiabilidad y disponibilidad, pero los sistemas eléctricos actuales no pueden cumplir estos requerimientos. Es importante presentar cada concepto de manera independiente y luego presentar el concepto integral, que sirvió de base para la presente investigación.

#### 2.3.1. SEGURIDAD.

Los sistemas eléctricos son vulnerables a desastres naturales, ataques intencionales y a riesgos en su operación relacionados con la respuesta a cambios súbitos resultantes de eventos inesperados o de fallas escondidas.

La seguridad de los sistemas eléctricos se puede interpretar como su capacidad a tolerar la presencia de eventos inesperados ocasionados al interior del sistema o de fuentes externas [2.12]. En otro sentido la seguridad mide la vulnerabilidad de un sistema y su posibilidad



de llegar a estados de operación críticos como consecuencia de una respuesta inapropiada o inadecuada del sistema ante eventos de diversas naturalezas.

### 2.3.2. CALIDAD DE LA POTENCIA

Los equipos basados en microprocesadores y electrónica de potencia son sensibles a las variaciones de la señal eléctrica, lo cual puede impactar negativamente su desempeño incluso llegando a la pérdida total del dispositivo.

La calidad de la potencia caracteriza la señal de potencia que puede impactar el desempeño de los sistemas eléctricos atendiendo usuarios sensibles. Esta calidad está influenciada tanto por factores externos provenientes de la empresa de energía como de factores internos producidos al interior del usuario final. Algunos de los fenómenos más característicos son: Fluctuaciones de voltaje de corta duración (SAGS), distorsión armónica, transitorios electromagnéticos, interferencia electromagnética y desbalance de voltaje entre otros [2.13].

### 2.3.3. CONFIABILIDAD Y DISPONIBILIDAD

Los usuarios esperan tener una operación continua y sin interrupciones de sus sistemas, con lo cual protegerán la integridad de su información y reducirán la probabilidad de que sus sistemas sean inoperables.

La confiabilidad indica la habilidad de un sistema para operar de acuerdo con la función esperada en el tiempo indicado. La confiabilidad está relacionada con el diseño de los sistemas, la selección de componentes y su vida útil, lo cual puede impactar en la probabilidad de que el sistema sea inoperable.

Diferente a la confiabilidad que se enfoca sobre un periodo de tiempo cuando el sistema esta libre de fallas, la disponibilidad se relaciona con el instante en el tiempo en el cual el sistema no esta en estado de falla [2.14]. La disponibilidad indica el tiempo fuera del servicio incluyendo su habilidad para restablecer el servicio. La confiabilidad de los sistemas de potencia industriales ha sido analizada ampliamente [2.15]. Existen dos maneras de encontrar la confiabilidad de un sistema, por medio de datos históricos o combinando los datos con planteamientos matemáticos que permiten estimar el valor.

Dentro de las técnicas más representativas se pueden mencionar el diagrama de bloque, conjuntos de corte, diagramas de redes, árboles de falla, cadenas de Markov y simulaciones de Montecarlo entre otras, las cuales tienen en cuenta la condición de estado estable del sistema. Cada una de estas técnicas tiene un campo de aplicación específica en el cual son relevantes, pero es necesario contar con técnicas que permitan considerar comportamientos relacionados con el impacto de la calidad de la potencia y de la seguridad [2.16].

Generalmente el diagrama de bloques se utiliza en un sistema modular que consiste de muchos módulos independientes [2.17].

Los conjuntos de corte se emplean ampliamente en aplicaciones eléctricas aplicando los índices de confiabilidad e los componentes individuales para plantear las ecuaciones de los conjuntos por medio de conexiones serie y paralelo [2.18]

El diagrama de red frecuentemente se usa en sistemas de conectividad de comunicaciones, en donde los nodos de procesamiento son conectados y comunicados a través de enlaces, tales como los sistemas de computación distribuidos, LAN, WAN y canales de comunicación inalámbrica [2.19].

Los diagramas de árbol de falla pueden describir la propagación de la falla en un sistema. Sin embargo sistemas complejos pueden exhibir muchos más comportamientos ante la falla, incluyendo múltiples modos de falla y modos de fallas dependientes. Además las operaciones de reparación y mantenimiento no pueden ser expresados fácilmente por este método [2.20].

La simulación de Montecarlo usualmente requiere el desarrollo de un programa exclusivo para el problema, a no ser que la configuración del sistema se acomode a un modelo estándar. También requiere tiempo de computación largo dependiendo de la convergencia y precisión deseada [2.21].

Muchas de estas metodologías asumen independencia de la falla y no pueden evaluar la nueva configuración luego de la salida y reparación de los componentes [2.22]. Exceptuando las simulaciones de Montecarlo estas técnicas no pueden representar análisis de secuencias de operación dependientes del tiempo o de cómo operan los dispositivos, como tener en cuenta la probabilidad de falla al ser demandado, por ejemplo en centrales nucleares se estima que existe una probabilidad del 2,41% de falla del generador al ser demandado [2.23]. En muchos casos no se pueden considerar la multiplicidad de estados de un componente, por ejemplo la falla de un interruptor no solo puede ocurrir cuando no abre al ser solicitado, sino también cuando abre sin ser solicitado [2.24]. Por otro lado una de los puntos críticos de estas técnicas radica en que sólo pueden representar procesos de

Poisson y deben asumir una tasa de falla exponencial, la cual es valida para sistemas de software pero para sistemas de hardware esta puede tener otras formas [2.25].

En la evaluación del comportamiento dinámico del sistema es necesario considerar la respuesta (no adecuada) del sistema ante eventos externos e internos (fallas escondidas) que afectan el estado de los dispositivos. Aunque la probabilidad de falla de un dispositivo es muy baja, es necesario considerar el efecto de la falla de este componente en el comportamiento del sistema cuando se presentan disturbios. El funcionamiento no adecuado, se entiende como el trabajo no esperado de un dispositivo o sistema de protección ante la presencia de una falla para la cual fue concebido, por ejemplo un interruptor automático que no disparo ante una falla de cortocircuito que debió apartar del sistema para proteger la carga que alimenta.

#### 2.3.4. RELACIÓN ACTUAL ENTRE LOS ELEMENTOS SQRA

A pesar del planteamiento inicial de *IntelliGrid*, en la actualidad no existen técnicas que permitan establecer directamente el nivel integral de los cuatro conceptos. La técnica que más se aproxima a este planteamiento relaciona la influencia de los sags de tensión en la confiabilidad en un índice de la frecuencia de variación promedio del valor RMS (SARFI, de sus siglas en inglés) y representa el número de sags promedio experimentados por un cliente cada año [2.26].

La calidad de la potencia y la confiabilidad de los sistemas eléctricos se han analizado por separado y ha sido necesario plantear métodos que permitan integrarlos [2.27]. Se reconoce que al incluir el efecto de los fenómenos de calidad de la potencia en la confiabilidad y disponibilidad, estos dos últimos se pueden reducir en dos órdenes de magnitud [2.3]. La causa de los eventos, su impacto y las pérdidas son difícilmente cuantificables, y en muchas oportunidades existe información imprecisa o incierta.

En la literatura se puede encontrar recientes planteamientos en donde se reconocen que las variaciones en la calidad de la potencia tiene incidencia directa en la confiabilidad del sistema, además se reconoce que gran parte del comportamiento de los sistemas obedece a comportamientos aleatorios en donde existe incertidumbre sobre las causas de los problemas y sobre el impacto en los usuarios [2.28].

De acuerdo con la normatividad internacional sobre indicadores de confiabilidad, se deben considerar cortes de energía con duración superior a 3 minutos, es decir no tiene en cuenta la presencia de Sags, transitorios e interferencias electromagnéticas con tiempos de duración del orden de micro hasta milisegundos, condición que no refleja la sensibilidad de

los dispositivos electrónicos que consumen la energía, ya que las ausencias de tensión menores a 3 minutos e incluso de fracciones de ciclo implican pérdida de funcionalidad de los procesos incluso hasta por horas.

#### 2.4. EL CONCEPTO DE SQRA VISTO EN LA SOCIEDAD MODERNA

Debido a la automatización de los sistemas eléctricos y al avance de sistemas de monitoreo en tiempo real la sociedad será más sensible a los problemas relacionados con la infraestructura eléctrica y demandará características tales como [2.5]:

- Operación ininterrumpida de los sistemas eléctricos y del mercado de energía.
- Recuperación rápida del sistema de potencia y del mercado luego de un ataque o incidente de seguridad.
- Confidencialidad y privacidad de la información suministrada a los operadores del mercado de energía.
- Inversiones importantes en la infraestructura eléctrica de manera tal que se cuenten con elevados niveles de confiabilidad y disponibilidad.

Los últimos reportes publicados por *IntelliGrid* [2.29] reconocen que la sostenibilidad de la demanda de la sociedad moderna depende del desarrollo y aplicación del concepto SQRA. La consolidación del concepto SQRA depende de 5 temáticas principales:

- Suministro de altos niveles de confiabilidad y de calidad de la potencia por medio de sistemas de control avanzados que garanticen las demandas de los usuarios finales.
- Consolidar la seguridad de los sistemas eléctricos y reducir su vulnerabilidad por medio de avances tecnológicos en la infraestructura eléctrica.
- Desarrollo de herramientas de monitoreo que permitan entender el comportamiento de los sistemas eléctricos y de esta manera plantear respuestas rápidas a los cambios en las redes y el mercado.
- Desarrollar medios eficaces de conexión de las fuentes de generación distribuida a los sistemas eléctricos.

- Optimizar el funcionamiento de las redes eléctricas a través de la automatización de su operación.

Para la efectiva aplicación del concepto de SQRA en los sistemas eléctricos del futuro se han planteado soluciones a dos de las temáticas de la siguiente manera:

- Asegurar la confiabilidad y la calidad de la potencia solicitada por el mercado por medio del incremento de las capacidades de los dispositivos del usuario final a los eventos que se presentan en la red eléctrica y por la creación de redes inteligentes (*microgrids*) locales funcionando en voltaje continuo y con medios de almacenamiento de energía.
- El incremento de la seguridad de la infraestructura eléctrica por medio de sistemas de control y restauración de emergencia, herramientas de modelamiento y simulación rápida y por medio de la estimación de las vulnerabilidades del sistema con la ayuda de herramientas probabilísticas.

## 2.5. NECESIDADES ACTUALES Y FUTURAS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Las perspectivas futuras planteada por la industria eléctrica actual reconoce que los sistemas eléctricos actuales deben migrar a otro tipo de sistemas que tengan en cuenta las necesidades de los usuarios, el tipo de tecnología existente, los cambios en las economías, el medio ambiente entre otros. Los retos y desafíos para la comunidad científica son altos y se deben encausar en el reconocimiento de la problemática y en facilitar su entendimiento global así como en el planteamiento de técnicas que permitan diagnósticas la situación actual de los sistemas eléctricos y las soluciones que se deben aplicar para poder continuar con el desarrollo económico esperado.

Considerando toda la revisión de esta literatura se pueden presentar las siguientes necesidades fundamentales que la comunidad científica debe atacar:

- Reconocer que tipo de relación tienen los conceptos de seguridad, calidad de la potencia, confiabilidad y disponibilidad. Por medio de métodos que permitan encontrar indicadores flexibles que reflejen las necesidades de los usuarios y que sirvan de base para las normas que deberán existir sobre este tema.

- En las situaciones en las cuales exista una relación es importante desarrollar técnicas que permitan visualizar el impacto, por medio de nuevos indicadores, que dicha relación tiene con el desempeño de los sistemas eléctricos y en los sistemas productivos de los usuarios. Se espera que en muchas de estas situaciones se identifique procesos que por su naturaleza no se puedan representar como procesos de Poisson que incluso están por fuera de control de los operadores de red.
- La aparición de nuevos indicadores no sólo permitirán elevar el desempeño de los sistemas y priorizar las inversiones en proyectos de infraestructura sino que permitirán estandarizar los métodos empleados. Los indicadores deben reflejar en alguna medida la incertidumbre e imprecisión de la información con la que se cuenta y con el tipo de respuesta de los sistemas eléctricos. Planteamientos probabilísticos pueden ayudar a entender la incertidumbre y la variabilidad de los indicadores de confiabilidad y asimismo apoyar la toma de decisión bajo riesgo.

## 2.6. SOLUCIÓN PLANTEADA EN LA INVESTIGACIÓN

De acuerdo con los planteamientos que la comunidad científica ha realizado sobre los desafíos que la sociedad plantea a los sistemas eléctricos industriales aún no se ha planteado una definición universal con la cual se puedan cubrir los elementos importantes y trascendentales. Por lo tanto a continuación se establecen los elementos que esta investigación considera para plantear una definición general aplicable a los sistemas eléctricos industriales.

### 2.6.1. SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES

Los sistemas eléctricos industriales actuales y del futuro se caracterizan por su tendencia a sistematizar y optimizar todos los procesos y por lo tanto emplean dispositivos de electrónicos tales como variadores de velocidad de motores, Controladores lógicos programables en sus sistemas productivos, así como computadores, servidores, unidad ininterrumpida de potencia (UPS) y equipos de telecomunicaciones en la sistematización de la información de mercadeo y ventas y de la gestión estratégica del negocio [2.30]. Por lo tanto gran parte de la carga instalada en un sistema industrial y comercial está basado en dispositivos de electrónica de potencia, los cuales son altamente sensibles a los eventos relacionados con la calidad de la potencia, confiabilidad y disponibilidad.

## 2.6.2. INCERTIDUMBRE

Se reconoce que el comportamiento de los sistemas eléctricos exigirá la acción continua de protecciones y dispositivos de respaldo en el momento en el que se presentan eventos. Los cambios dramáticos en las demanda de los usuarios plantea exigencias de diseño y operación que normalmente no se consideran y que cambian dependiendo del tipo de usuarios e incluso se deben considerar datos inciertos e imprecisos [2.5]. Esto exige el empleo de técnicas no convencionales en el análisis y diseño de los sistemas eléctricos industriales para apoyar los indicadores determinísticos tradicionales [2.31].

La incertidumbre en los sistemas eléctricos la podemos encontrar en los datos empleados para caracterizar el comportamiento de la calidad de la potencia de un sistema de distribución, en el cual es imposible ubicar analizadores de redes en todos sus nodos para analizar su comportamiento. Así mismo en la correcta operación de los dispositivos de protección, los cuales pueden fallar en estado normal de operación o en el momento en el que deben actuar (fallas ocultas). Por lo tanto se concentran las posibles incertidumbres que se encuentran en la solución del problema:

- Clase de eventos y frecuencia de ocurrencia de los eventos: Las técnicas de análisis actuales no consideran eventos tales como falla de un interruptor al operar, errores humanos en la operación, eventos de calidad de la potencia los cuales son imprevisibles. Así mismo es incierto el número de ocurrencias de dichos eventos pues no se conocen hasta que ocurran la primera vez. Por lo tanto no se comportan como procesos de Poisson. Otra consideración importante en los sistemas eléctricos actuales es la dependencia que existe entre los eventos, por ejemplo una descarga atmosférica ocasiona un sobrevoltaje que afecte los dispositivos electrónicos y además causar un cortocircuito en la red de distribución que desencadena en una fluctuación de voltaje [2.32].
- La incidencia de los eventos en el sistema eléctrico: Las topologías de los sistemas eléctricos críticos cuentan con múltiples caminos y configuraciones, por lo tanto la falla se puede afectar múltiples caminos, equipos y subsistemas. Además es necesario considerar que esta incidencia puede crear múltiples estados para un dispositivo [2.33].
- El efecto sobre los sistemas productivos: En la industria se realizan diversos procesos que dependen de los equipos de alimentación eléctrica y por lo tanto cuando la falla causa algún efecto sobre el sistema eléctrico estos procesos se verán afectados de alguna manera [2.34].

- La evolución de la demanda y requerimientos de los usuarios: en la economía actual cada vez resulta más difícil predecir el crecimiento en la demanda eléctrica, el cual depende de factores macroeconómicos, sociales, mercadeo, medios, entre otros [2.35].

### 2.6.3. LOS PROCESOS INDUSTRIALES:

A pesar de la multiplicidad de industrias que existen es posible establecer dos procesos que pueden agrupar el funcionamiento global de una industria independiente de su clase, los cuales se describen a continuación:

#### 2.6.3.1. Proceso de Datos y Telecomunicaciones:

Es el que se desarrolla principalmente en un centro de cómputo y oficinas. Es el encargado de procedimientos vitales de la operación tanto internos como externos de: Mercadeo y ventas, inventarios, administración y finanzas, Intranet e Internet. Su pérdida, parcial o total puede afectar la operación total de la industria. Este sistema eléctrico se caracteriza por la existencia de computadores (fuentes de modo conmutado) estos son sistemas críticos y está soportados por fuentes ininterrumpidas de potencia UPS y Grupos electrógenos. La operación del centro de cómputo es 7x24x365 horas al año y dependen de las telecomunicaciones.

#### 2.6.3.2. Proceso Productivo:

La planta de producción esta encargada de procedimientos internos vitales para la operación de la industria: recepción, procesamiento y producción de la materia prima, empaque y almacenamiento del producto final. Su pérdida, parcial o total puede afectar la operación de la industria. Este sistema eléctrico se caracteriza por la alta densidad de variadores de velocidad de para motores (ASD). Estos no son críticos y por tanto no siempre están soportados por grupos electrógenos. La operación de la planta de producción dependiendo del tipo de industria, puede ser 7x24x365 horas al año y depende principalmente de los sistemas de control.

### 2.6.4. RELACIÓN ENTRE LOS ELEMENTOS DEL CONCEPTO SQRA

Al plantear un análisis integrado del concepto es necesario establecer en que situaciones existe o no relación entre ellos. Existirán eventos que solamente puedan ser considerados



de calidad de la potencia o de la confiabilidad o de la disponibilidad o de la seguridad y no tendrán influencia en los otros, por ejemplo la vida útil de un dispositivo es inherente a la confiabilidad de un sistema. Así mismo se pueden encontrar eventos que influyeran dos o más elementos del concepto, por ejemplo un sag de tensión ocasiona un corte de un proceso sensible afectando su disponibilidad o la aparición de una falla escondida que puede llevar a un estado crítico al sistema [2.36].

Teniendo en cuenta lo anteriormente descrito se plantea que esta relación se puede representar por medio de un gráfico de conjuntos en donde cada elemento se representa por un conjunto con un color distintivo, las intersecciones representan la posible relación entre los elementos. En la Figura 2.2 se propone la representación de los elementos por medio de colores, amarillo para la confiabilidad, azul para la disponibilidad, rojo para la calidad de la potencia y gris para la seguridad.

De esta forma es necesario determinar fenómenos y aspectos de cada uno de los temas, con el fin de hacer una selección de los que realmente tendrán parte en el planteamiento de la definición. Algunos aspectos comunes a PQ y R pueden afectar la seguridad, pero otros no por lo tanto la intersección de PQ-R tiene parte dentro de S y otra parte no. Algunos aspectos comunes a PQ y R pueden afectar la disponibilidad, pero otros no por lo tanto la intersección de PQ-R tiene parte dentro de A y otra parte no. Además es importante considerar que existen eventos no naturales como la intervención humana, los cuales están fuera del alcance de esta investigación.

Al observar los conjuntos se encuentran dos principales intersecciones que se relacionan estrechamente en los requerimientos expresados por la sociedad moderna sobre el concepto de SQRA, la unión entre la confiabilidad y la calidad de la potencia y la relación entre la confiabilidad y la seguridad de los sistemas eléctricos. En términos de los conjuntos el primer requerimiento se puede expresar como  $(PQ \cap R \cap A)$  representando la relación de los eventos de calidad de la potencia que producen eventos de confiabilidad y disponibilidad. El segundo requerimiento se puede expresar como la intersección  $(R \cap S)$  representando los eventos de seguridad que muestran la vulnerabilidad que puede tener el sistema y que afectaría la confiabilidad.

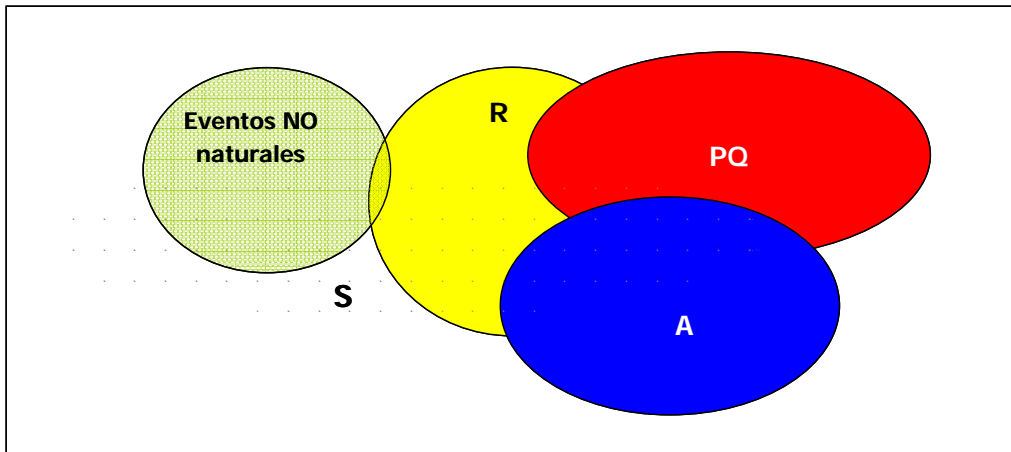


Figura 2.2. Relación de los eventos SQRA

#### 2.6.5. POSIBLES ESTADOS DE LOS ELEMENTOS DEL CONCEPTO SQRA

Para el caso de la calidad de la potencia se considera la necesidad de tener indicadores flexibles según los usuarios y por lo tanto el estado de la calidad de la potencia debe facilitar la interpretación para el lado del usuario en términos lingüísticos y no numéricos. Otra consideración es la necesidad de conocer el estado del sistema con expresiones en términos probabilísticas en donde se represente la incertidumbre asociada con su comportamiento [2.37]. Por lo anterior se propone reconocer el estado de la calidad la potencia como alta, medio y bajo, donde alto expresa que el sistema cuenta con las protecciones adecuadas para controlar la presencia de eventos y bajo que el sistema no está preparada para soportar estos eventos implicando pérdida y parada de los procesos de producción y de telecomunicaciones.

Para el caso de la confiabilidad y disponibilidad se considera que el estado de un sistema puede ser *disponible* o *indisponible*, tal como se ha planteado en las técnicas tradicionales [2.38].

Para la seguridad se contemplarán los estados de operación de procesos en los cuales se considera que un sistema en estado *normal* puede alcanzar un estado de *alerta* ante la presencia de un evento, si el sistema reacciona adecuadamente regresa al estado inicial pero si la respuesta no es la esperada llegará a un estado de *emergencia* en donde es necesario medidas remediales que eviten llegar al estado más crítico conocido como *extrema emergencia*, en el cual es necesario pasar por *restauración* del sistema [2.39].

#### 2.6.6. EVENTOS QUE SE DEBEN ANALIZAR DE ACUERDO CON EL CONCEPTO SQRA

Dada la naturaleza de los sistemas eléctricos actuales y el tipo de sistemas industriales que alimentas se reconocen dos tipos de eventos que muestran el impacto real en el comportamiento actual y futuro de estos sistemas.

En la primera categoría están los eventos que afectan el desempeño de los dispositivos del sistema eléctrico e incluso su vida útil. Una característica importante es la incertidumbre que existe sobre las causas del evento y su impacto en la confiabilidad del sistema eléctrico y del sistema industrial asociado. Este tipo de eventos se caracterizan por que a pesar de su carácter aleatorio en su gran mayoría no obedecen a procesos de Poisson debido a su naturaleza y su caracterización varía dependiendo de la topología misma del sistema, factores externos tales como actividad atmosférica, maniobras en los componentes del sistema y en los usuarios y factores internos como la capacidad de cortocircuito del sistema, el tipo de cargas instaladas, el ciclo de trabajo de la instalación y la antigüedad del sistema [2.40].

Es importante reconocer que a pesar de existir un elevado conocimiento de los fenómenos de la calidad de la potencia, no hay certeza de las causas que los producen en el momento en que ocurren pues estos dependen de la existencia de muchos factores que está fuera del alcance del operador de red y del mismo usuario como el tipo de dispositivos de electrónica de potencia, la actividad atmosférica y los accidentes en la red de distribución que acarrear un cortocircuito, entre otros. El Conjunto intersección ( $PQ \cap R \cap A$ ) muestra una fuerte relación con este tipo de eventos y con la cual sería posible explicar porque a pesar de tener elevados niveles de disponibilidad de un sistema eléctrico se presentan fallas en su operación.

En la segunda categoría no existe incertidumbre sobre la presencia del evento y sobre el tipo de respuesta que el sistema debería mostrar, pero es posible encontrar incertidumbre sobre la operación de las protecciones asociadas en el control de una falla. La tasa de fallas relacionada con este hecho no obedece a distribuciones exponenciales y por lo tanto no es posible representar estos sistemas con modelos de Markov tradicionales. Este tipo de fallas se conocen como fallas ocultas. Estos eventos se pueden establecer relaciones causales por medio de secuencias de operación de los dispositivos de protección [2.41]. El conjunto de intersección ( $R \cap S$ ) representa este tipo de comportamiento, ya que se considera que la topología de un sistema que muestra un indicador de confiabilidad elevado puede ser vulnerable debido a fallas en la respuesta de los dispositivos de protección implicando una pérdida de seguridad del sistema.

### 2.6.7. DEFINICIÓN GENERAL DE LA RELACIÓN ENTRE SEGURIDAD, CALIDAD DE LA POTENCIA, CONFIABILIDAD Y DISPONIBILIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES

Es posible conocer el estado de la seguridad (S) de un sistema eléctrico industrial al conocer la probabilidad de tener una respuesta inapropiada o innecesaria de un dispositivo o parte del sistema eléctrico, ante un evento de calidad de la potencia (PQ) o falla de un componente, que afectan la confiabilidad (R) y la disponibilidad (A) del sistema eléctrico, poniendo en riesgo, en alguna medida, la infraestructura eléctrica y su proceso productivo asociado.

La anterior definición se puede observar gráficamente en la Figura 2.3 en donde la relación entre los eventos de calidad de la potencia, confiabilidad y disponibilidad con la seguridad depende de los efectos sobre la infraestructura eléctrica y de esta sobre la operación de la industrial.

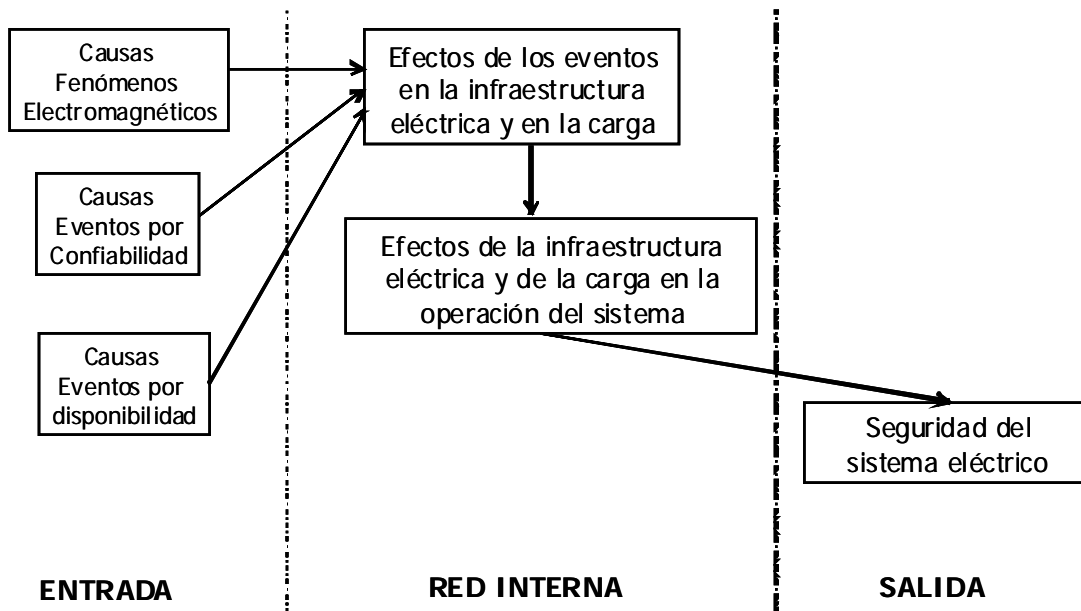


Figura 2.3. Relación entre los eventos de entrada y la seguridad

## 2.6.8. HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN DE LA TESIS

Para realizar el análisis de la seguridad de los sistemas eléctricos industriales en la actualidad es necesario desarrollar metodologías que permitan relacionar los componentes del concepto SQRA de acuerdo con la definición propuesto en la Figura 2.3. Para lograr esta relación se plantean dos hipótesis que se demuestran a través del planteamiento de una metodología que integra dos modelos y en la cual se puede aplicar directamente dicha definición.

### 2.6.8.1. Hipótesis 1:

Se considera que la seguridad de los sistemas eléctricos industriales se puede establecer a partir de la relación causal de los eventos asociados a la Confiabilidad, Disponibilidad y Calidad de la Potencia los cuales tienen comportamiento probabilística, es decir, con ayuda de las redes Bayesianas, tal como se aprecia en la Figura 2.4.

La red Bayesiana representa un modelo probabilístico completo del sistema ya que, la distribución de probabilidad conjunta de cualquier estado elemental del sistema puede ser derivado usando las distribuciones de probabilidad condicional y la topología de la red [2.42].

Por medio de las redes Bayesianas es posible hacer representaciones probabilísticas sobre la relación de variables de un sistema eléctrico y de esta manera obtener indicadores de su comportamiento. Al establecer las relaciones causa-efecto, es necesario considerar los aspectos que realmente tengan incidencia en la seguridad del sistema eléctrico industrial.

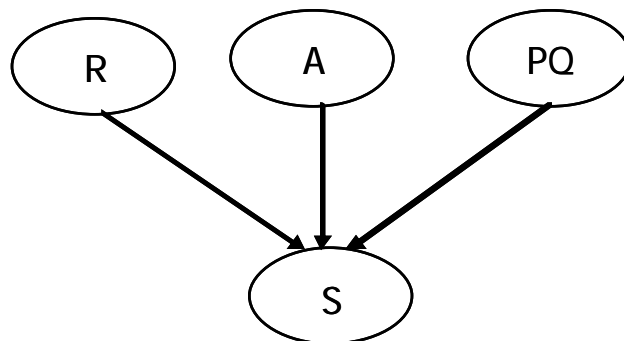


Figura 2.4. Relación causa efecto en el concepto SQRA

### 2.6.8.2. Hipótesis 2:

Se considera que la seguridad de los sistemas eléctricos industriales se puede establecer a partir de las transiciones entre sus estados de operación ante la presencia de eventos de confiabilidad o calidad de la potencia. La respuesta del sistema se relaciona con secuencias de operación de los dispositivos de protección en las cuales existe incertidumbre sobre su operación y implicando que el sistema llegue a estados críticos de operación. De acuerdo con la respuesta del sistema, se relacionan los estados de operación de un sistema de potencia para estimar la seguridad de los sistemas eléctricos industriales como en la Figura 2.5 [2.39].

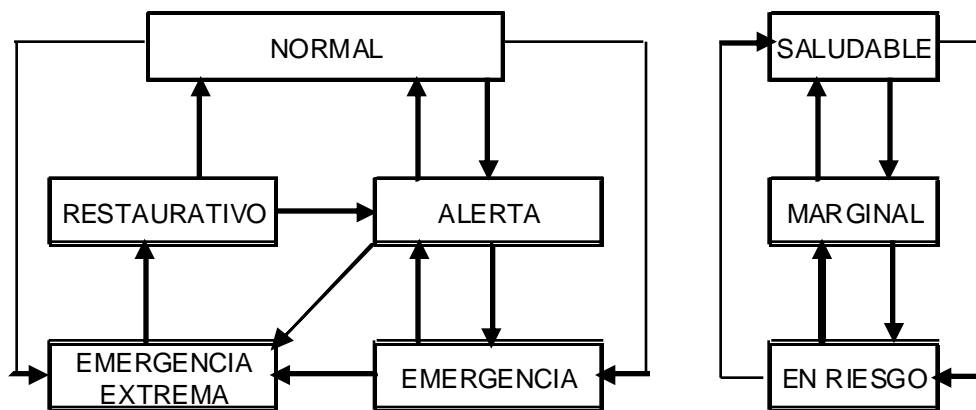


Figura 2.5. Estados operativos de un sistema eléctrico y su equivalencia [2.39]

Para modelar la dinámica del sistema se proponen las redes de Petri, ya que permiten representar el comportamiento de un sistema por medio de relaciones causales entre eventos y condiciones. Las redes de Petri han sido aplicadas en análisis de confiabilidad [2.41]. Se consideran tiempos de transición distribuidos exponencialmente y transiciones inmediatas exponenciales denominadas redes de Petri Generalizadas (GSPN).

Las redes de Petri estocásticas SPN son derivadas de las redes de Petri originales, en las cuales se considera el tiempo de disparo como variables aleatorias, cuando estas son exponencialmente distribuidos son equivalentes a una cadena de Markov continua [2.43]. En la representación de sistemas reales es necesario considerar disparos exponenciales e inmediatos en una misma red y por lo tanto dividiendo el conjunto de transiciones en el subconjunto de transiciones temporizadas (exponenciales) y transiciones inmediatas. Cuando se consideran transiciones tanto inmediatas como exponenciales es necesario emplear las Redes de Petri Generalizadas.

En esta investigación se propone un modelo con GSPN de un sistema eléctrico industrial, el cual considera la respuesta dinámica del sistema ante un evento de falla. Se observa el comportamiento del sistema y se calculan indicadores de la seguridad del sistema que complementan el análisis de la confiabilidad.

Adicionalmente para el caso de aplicación es necesario incorporar el concepto de transiciones en conflicto, las cuales consisten en transiciones que están habilitadas simultáneamente pero sólo una puede disparar, por lo tanto debe existir alguna política de decisión para dicho disparo. En este caso las transiciones obedecerán a probabilidades de ocurrencia y no estarán relacionadas con el concepto tiempo.

Teniendo en cuenta la secuencia de operación del sistema de protección cuando se presenta un evento en el sistema, es posible conocer la probabilidad de que las protecciones no respondan al ser solicitadas, conocido como “unreadiness probability”, equivalente a la probabilidad condicional de la no apertura de la protección dado que ocurre un evento por la probabilidad del evento [2.44].

Relacionando los estados de operación de un sistema eléctrico con el funcionamiento de una red de Petri, podemos plantear por medio del marcado de esta última, los estados en los cuales hay pérdida de seguridad en un sistema. Por lo tanto se pueden construir redes de Petri representativas del comportamiento dinámico del sistema eléctrico, relacionar los marcados con los estados de operación y luego realizar la simulación con el fin establecer las estadísticas del sistema.

Para el caso de los SEI se estima la probabilidad de llegar a un estado de alerta, emergencia o emergencia extrema dependiendo de la operación de las protecciones primarias y secundarias existentes dado que se presenta un evento de cortocircuito [2.39].

En el capítulo tres se exponen la metodología y los modelos que propone la investigación con el fin de incluir el concepto SQRA en el análisis de sistemas eléctricos industriales.

## 2.7. BIBLIOGRAFÍA CAPITULO 2.

- [2.1] M. Samotyj, W. Mielczarski, M. Wasiluk-Hassa, “Electric Power for digital Age” in. *10<sup>th</sup> International Conference on Harmonics and Quality of Power*, Vol. 1, No.1, pp.276-282, Oct. 2002.
- [2.2] W. Brumsickle, D.M. Divan, G.A. Luckjiff, J.W. Freeborg, R.L. Hayes, “Power Quality and Reliability. Case Studies from Operation of a Nationwide PQ&R Monitoring System”, *IEEE Industry Applications Magazine*, Vol. 11, No.1, pp. 48-53, Jan/Feb 2005.
- [2.3] C.W. Gellings, M. Samotyj and B. Howe, “The Future’s Smart Delivery System”, *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol 2, No. 5, pp. 40-48, Sept/Oct 2004.
- [2.4] National Science Foundation, Division of Science Resource Statistics, “Research and Development in Industry: 2000” Arlington, VA (NSF 03-318), June 2003. Disponible: <http://www.nsf.gov/statistics/nsf03318/pdf/sectb.pdf>.
- [2.5] “Power Delivery System and Electricity Markets of the Future”, EPRI, Palo Alto, CA: 2003. Technical document 1009102.
- [2.6] Digital Power Group, “A White Paper on Critical Power”, Aug 2004. Disponible: <http://www.digitalpowergroup.com>
- [2.7] N. Mohan, T.U. Undeland, W.P. Robbins, “Power Electronics, Converters, Applications and Design”, 3<sup>rd</sup> edition, Wiley, 2003.
- [2.8] U.S. Department of Energy (DOE), “*Critical Infrastructure Interdependencies: Impact of the September 11 Terrorist Attacks on the World Trade Center*”. Nov 2001.
- [2.9] U.S. Department of Energy (DOE), “*Distributed Energy Resources Interconnection Systems*”. Sep 2002.
- [2.10] EPRI. “*Analysis of Extremely Reliable Power Delivery Systems: A proposal for Development and Application of Security, Quality, Reliability and Availability (SQRA) Modeling for Optimizing Power Systems Configurations for the digital Economy*”. Consortium for Electric Infrastructure to Support a Digital Society. Apr. 2002
- [2.11] C. Marnay, “Relevant aspects for Europe from a US-America viewpoint,” in. *International Symposium Verteilte Stromerzeugung und intelligente Netze*. Oct 2006, Viena, Austria.
- [2.12] K. Morison, L. Wang, P. Kundur, “Power System Security Assessment”, *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol 2, No. 5, pp. 30-39, Sept/Oct 2004.



- [2.13] R. Dugan, M. McGranaghan, S. Santoso, H.W. Beaty, “Electrical Power Systems Quality”, 2<sup>nd</sup> edition, McGraw-Hill, 2002.
- [2.14] J.E. Propst, D.R. Doan, “Improvements in Modeling and Evaluation of Electrical Power System Reliability”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 37, No. 5, pp. 1413-1422, Sep/Oct. 2001.
- [2.15] D.O. Koval, X. Zhang, J. Prost, T. Coyle, R.G. Arno, R. Hale, “Reliability methodologies applied to the IEEE Gold Book standard network”, *IEEE Industry Applications Magazine*, Vol. 9, no.1, pp. 32-41, Jan 2003.
- [2.16] H. Zerriffi, H. Dowlatabadi, A. Farrell, “Incorporating Stress in Electrical Power Systems Reliability Models”, *Energy Policy*, Vol. 35, pp. 61-75, Nov. 2005.
- [2.17] A. Brall, W. Hagen, H. Tran, “Reliability Block Diagram Modeling-Comparison of Three Software Packages”, *IEEE Reliability and Maintainability Symposium*, pp.119-124, Jan 2007.
- [2.18] R. Billinton, R.N. Allan, “Reliability Evaluation of Power System”, 2<sup>nd</sup> Edition, Plenum Press, 1996.
- [2.19] K. Murray, A. Kershenbaum, M.L. Shooman, “Communication Network Reliability Analysis Approximations and Bounds”, *IEEE Reliability and Maintainability Symposium*, pp.268-275, Jan 1993.
- [2.20] D.O. Koval, “Zone-Branch Reliability Methodology for Analyzing Industrial Power Systems”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 36, No. 5, pp. 1212-1218, Sep/Oct. 2000.
- [2.21] A. Sankararishnan, R. Billinton, "Sequential Montecarlo simulation for composite power system reliability analysis with time varying loads", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, pp. 1540- 1545, Aug. 1995.
- [2.22] H. Limin, Z. Yongli, F. Gaofeng , “Reliability assessment of power systems by Bayesian Networks”, in Proc. International Conference on Power System Technologies- PowerCon, Vol. 2, pp. 876-879, Oct. 2002.
- [2.23] D. Robinson , C. Atcitty, J. Zuffranieri, D. Arent, “Impact of Distributed Energy Resources on the Reliability of Critical Telecommunications Facilities”. U.S. Department of Commerce. Sandia Report. March 2006. Disponible: <http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/39561.pdf>
- [2.24] L. Ferrani, L. Ambrosi, E. Ciapessoni, “Safety and Reliability Analysis of Protection Systems for Power Systems”, in 2<sup>nd</sup> Conferece on Analysis and Design of Hybrid Systems, pp. 383-388, June 2006.

- [2.25] Xie, M. *Computing Systems Reliability: Models and Analysis*. Hingham, MA, USA: Kluwer Academic Publisher, 2004. p 7.
- [2.26] Voltage Sags Indices Draft 5, IEEE P1564, 2003.
- [2.27] D.B. Vannoy, M.F. McGranaghan, M. Halpin, W.A. Moncrief, D.D. Sabin, "Roadmap for Power quality Standards Development", *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 43, No. 2, March/April 2007.
- [2.28] M.F. McGranaghan, "Quantifying Reliability and Service Quality for Distribution Systems", *IEEE Trans. Industry Applications*, vol. 43, pp. 188-195, Jan/Feb. 2007.
- [2.29] The Intelligrid Consortium Research and Development Plan 2005-2007, Intelligrid<sup>SM</sup>.
- [2.30] "CIGRE/IEEE-PES Montreal Symposium on Quality and Security of Electric Power Delivery Systems. General Report", CIGRE/IEEE-PES Symposium on Quality and Security of Electric Power Delivery Systems, Montreal, October 7-10, 2003.
- [2.31] D. Robinson, "A Survey of Probabilistic Methods Used in Reliability, Risk and Uncertainty Analysis: Analytical Technical", Sandia Report, June 1998.
- [2.32] E. Chiodo, G. Mazzanti, "Bayesian Reliability Estimation Based on a Weibull Stress-Strength Model for Aged Power System Components Subjected to Voltages Surges", *IEEE Trans. on Dielectrics and Electrical Insulation*, Vol. 13, No 1, pp 146-159, Feb 2006.
- [2.33] Z. Yongli, H. Limin, L. Jingling, "Bayesian Network-Based Approach for Power Systems Fault Diagnosis", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 21, No 2, pp 634-639, April 2006.
- [2.34] C.P. Gupta, J.V. Milanovic, M.T. Aung, "The Influence of Process Equipment Composition on Financial Losses due to voltage Sags", in Proc. International Conference on Harmonics and Quality of Power, 2004.
- [2.35] H. Mori, M. Ohmi, "Probabilistic Short-term Load Forecasting with Gaussian Processes", *IEEE Trans. on*.
- [2.36] J. Arrillaga, M.H.J. Bollen, N.R. Watson, "Power Quality Following Deregulation", in Proc. *IEEE*, Vol. 88, No. 2, pp. 246-261, Feb. 2000.
- [2.37] M. Azam, F. Tu, K.R. Pattipati, R. Karanam, "A Dependency Model-Based Approach for Identifying and Evaluating Power Quality Problems". *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, No. 3, pp. 1154-1166, July 2004.

- [2.38] J.E. Propst, "Calculating Electrical risk and Reliability", *IEEE Trans. on Industry Applications*, Vol. 31, No 5, pp 1197-1205, Sep-Oct 1995.
- [2.39] L.H. Fink, K. Carlsen, "Operating Under Stress and Strain", *IEEE Spectrum*, Vol. 15, pp 48-53, 1978.
- [2.40] V. Faybisovich, D. Dawson, P. Morrison, R. Sleeter, "Spot Network Improves Data Center Reliability", *Power Quality Assurance Magazine*, sept 1996.
- [2.41] W. Schneeweiss, "Tutorial: Petri Nets as a Graphical Description Medium for Many Reliability Scenarios", *IEEE Transactions on Reliability*, Vol. 50, pp 159-164, 2001.
- [2.42] D. Yu, T.C. Nguyen, P Haddaway, "Bayesian Network Model for Reliability Assessment of Power Systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol 14, No 2, pp 426-432, May 1999.
- [2.43] M.A. Marsan, G. Conte, G. Balbo, "A Class of Generalized Stochastic Petri Nets for the Performance Evaluation of Multiprocessor Systems", *ACM Transactions on Computing Systems*, Vol. 2, No. 2, pp 93-122, 1984.
- [2.44] P. Anderson, S. Agarwal, "An Improved Model for Protective System Reliability", *IEEE Transactions on Reliability*, Vol. 41, pp. 422-426, 1992.

### 3. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA ESTIMAR LOS NIVELES DE SEGURIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES

Partiendo de la definición general del concepto SQRA y de las necesidades expresadas en los estudios internacionales sobre los sistemas eléctricos del futuro, la presente investigación propone una metodología que integrando dos modelos basados en redes probabilísticas. El primero expresa la relación entre los eventos de calidad de la potencia y confiabilidad por medio de relaciones probabilísticas causa-efecto o redes causales [3.1]. El segundo representa la relación de los eventos de confiabilidad y la seguridad de un sistema por medio de relaciones causales basadas en secuencias de los estados de operación de un sistema [3.2].

Los dos modelos arrojan resultados que indican el efecto sobre la red eléctrica que alimenta el sistema industrial y su consecuencia sobre el funcionamiento de los procesos del usuario, lo cual será visto a través de indicadores del estado de la calidad de la potencia, la confiabilidad, la disponibilidad y la seguridad de los sistemas eléctricos industriales y de manera integrada en indicadores que muestran la relación existente, los cuales pueden ser empleados en el diseño y operación para dar una orientación sobre los posibles riesgos de un sistema eléctrico industrial. Con estos indicadores será posible establecer medidas preventivas y correctivas sobre los sistemas eléctricos con el fin de diseñar u operar un sistema eléctrico que supla la demanda de los usuarios

Los modelos que componen la metodología se desarrollan con la ayuda de redes probabilísticas causales. En el primer caso se aplica la red de Bayes con la cual se construyen las relaciones causa efecto con ayuda de probabilidades condicionales. Para el segundo modelo se emplea la red de Petri con la cual es posible modelar las secuencias de operación y el paralelismo de los sistemas de protección y de la aparición de fallas en un sistema eléctrico industrial.

Como fue planteado en la definición del concepto SQRA, es necesario considerar el efecto de los eventos de confiabilidad, calidad de la potencia y seguridad sobre la red eléctrica y de esta sobre la operación del usuario industrial y de esta manera establecer los indicadores del estado del sistema eléctrico industrial.

En la Figura 3.1 se observan los pasos de la metodología propuesta, en la cual se desarrollan los dos modelos de manera separada, es decir, se establecen los indicadores por modelo y luego se desarrolla el análisis del estado del sistema de manera conjunta así como el de las medidas remediales.

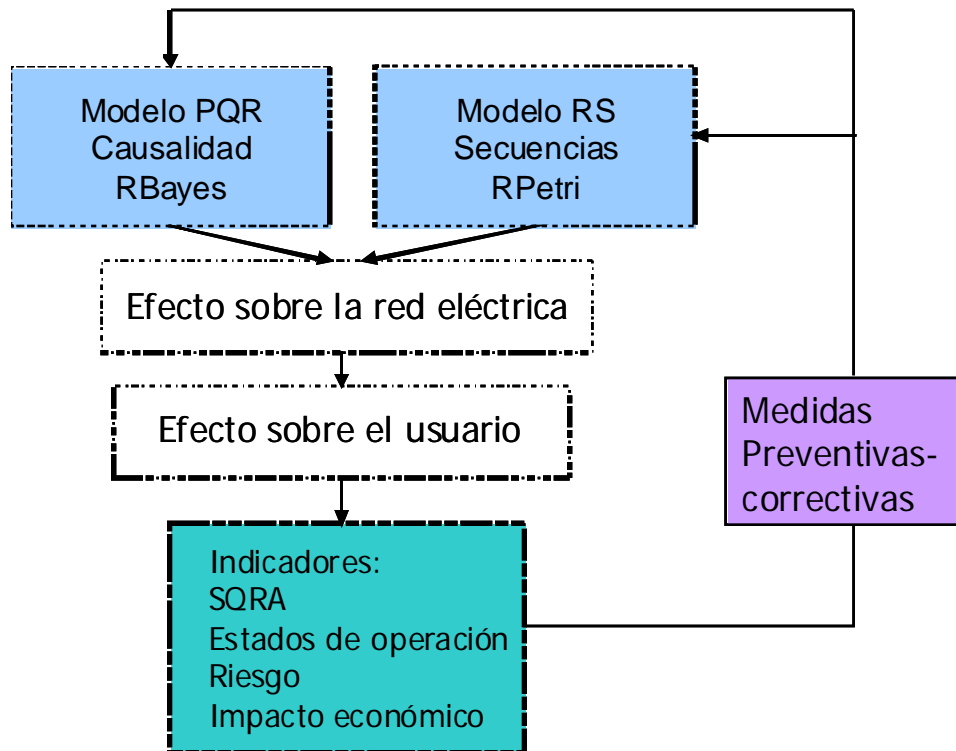


Figura 3.1. Metodología propuesta para el análisis de la seguridad de los sistemas eléctricos industriales

El modelo PQR consiste en establecer las relaciones causa efecto de los eventos de calidad de la potencia y confiabilidad sobre el funcionamiento del sistema eléctrico con ayuda de las redes Bayesianas. Con este modelo se complementa el análisis de confiabilidad con la inclusión de los fenómenos de la calidad de la potencia en el indicador PQR.

En el modelo RS se analizan las secuencias de operación de los dispositivos de protección ante la presencia de fallas con el fin de encontrar fallas ocultas que normalmente no son detectadas en operación normal o de las cuales no existe evidencia, con la ayuda de las redes de Petri. Con este modelo se plantea el indicador RS, el cual establece la probabilidad de llegar a un estado de operación de extrema emergencia cuando un evento de confiabilidad o calidad de la potencia implica la operación de los sistemas de protección.

### 3.1. MODELO PARA EL ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA Y LA CONFIABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES POR MEDIO DE RELACIONES CAUSA-EFECTO

Para considerar la influencia del comportamiento de la calidad de la potencia en la confiabilidad se propone establecer relaciones causa-efecto que representen el comportamiento del fenómeno de una manera probabilística y se relacionen con la confiabilidad del sistema para definir un nuevo indicador integrado a través de las redes Bayesianas, llamado RPQ por las siglas en inglés de los dos términos, tal como se puede apreciar en Figura 3.2.



Figura 3.2. Relación causa efecto para el indicador RPQ

Este modelo permite establecer el estado de un sistema eléctrico industrial desde el punto de vista de la confiabilidad y la calidad de la potencia por separado y además propone una relación entre los dos submodelos que permite conocer de manera integrada el estado de un sistema eléctrico industrial, tal como ha sido planteado en la comunidad mundial [3.3].

Con este modelo se realizan análisis que con las técnicas resulta difícil o imposible [3.4], por lo tanto es posible incluir:

- Múltiples estados de una variable.
- Múltiples modos de falla.
- Evento en los cuales existe dependientes.
- Eventos de fallas diferentes a los cortes de energía.
- Efectos en la operación del cliente.
- Relación entre eventos y la respuesta del sistema.
- Es posible representar procesos de Poisson con otro tipo de procesos.

A continuación se explicará cada submodelo y se plantea la integración entre ellos para obtener el indicador RPQ.

### 3.1.1. CÁLCULO DE LA CONFIABILIDAD Y DISPONIBILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES CON BASE EN REDES BAYESIANAS

La construcción de la red bayesiana es intuitiva y permite el entendimiento de la conexión lógica entre elementos de un sistema eléctrico industrial. Con base en las relaciones causa-efecto y las tablas de probabilidad condicional (TPC), se establecen relaciones lógicas que permiten determinar la confiabilidad del sistema y además propagar diversos modos de fallas en el sistema de manera similar a métodos como el de árbol de falla con la ventaja de no necesitar independencia entre eventos [3.5].

Para el análisis de la confiabilidad de este sistema, con base en RB, se proponen los siguientes pasos:

- 1) Definir los estados posibles de cada elemento: Considerando que el submodelo de confiabilidad debe arrojar el mismo resultado de otras técnicas, todos los componentes tendrán sólo dos estados: Funciona o No Funciona.
- 2) Calcular la probabilidad de cada estado con base en los datos de confiabilidad de los elementos [3.6].
- 3) Construir el diagrama de la RB con base en las conexiones lógicas entre los elementos con ayuda del Bayesnet toolbox de Matlab © [3.7]
- 4) Definir la TPC para cada conexión del diagrama. Conexión serie, paralelo y k-N
- 5) Calcular las probabilidades marginales de la red.

Para el caso de dos elementos conectados en serie, la TPC permite establecer la conexión lógica de los elementos de la Figura. 3.3, como lo muestra la Tabla 3.1. En esta tabla se observa que la única combinación que permite que el sistema sea operativo es cuando los dos están operando.

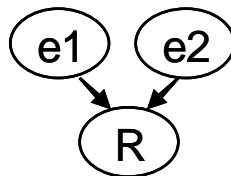


Figura 3.3. Conexión de dos elementos con redes bayesianas para representar la confiabilidad del sistema

Tabla 3.1. Tabla de probabilidad condicional para dos elementos en serie.

	Componente	Estado			
		Opera		No opera	
	e1				
	e2	Opera	No opera	Opera	No opera
R	Opera	1	0	0	0
	No opera	0	1	1	1

De la misma manera se puede construir la TPC para conexión en paralelo, ver Tabla 3.2. en la cual es necesario por lo menos uno de los componentes para que el sistema funcione.

Tabla 3.2. Tabla de probabilidad condicional para dos elementos en paralelo.

	Componente	Estado			
		Opera		No opera	
	e1				
	e2	Opera	No opera	Opera	No opera
R	Opera	1	1	1	0
	No opera	0	0	0	1

Para el caso k-N tomamos por ejemplo una estructura 2 de 3, es decir, se requieren que por lo menos dos elementos estén funcionando para que el sistema trabaje correctamente. En la Tabla 3.3., se observa que el sistema está fuera de servicio sólo cuando faltan dos o más elementos.

Tabla 3.3. Tabla de probabilidad condicional para conexión 2 de 3 elementos.

	Componente	Estado							
		Opera (O)				No opera (NO)			
	E1								
	E2	Opera		No opera		Opera		No opera	
	E3	O	NO	O	NO	O	NO	O	NO
R	Opera	1	1	1	0	1	0	0	0
	No opera	0	0	0	1	0	1	1	1

Con lo anterior es posible construir diagramas de confiabilidad a través de redes Bayesianas calculando la disponibilidad de cada elemento y definiendo la TPC dependiendo de la conexión serie, paralelo, su combinación y sistemas k-N, entre otros.



### 3.1.2. CÁLCULO DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES CON BASE EN REDES BAYESIANAS

Es posible establecer relaciones causa-efecto en la operación de un SEI desde el punto de vista de la calidad de la potencia (CP). La técnica de Bayes es apropiada para establecer estas relaciones [3.8]. La evaluación de las probabilidades de la seguridad de un sistema industrial complementa el análisis de confiabilidad para estos sistemas.

La influencia de la confiabilidad y la CP en la seguridad de los SEI tiene un comportamiento probabilístico y puede ser medida como la consecuencia del estado de los procesos de datos, telecomunicaciones y de producción. Por lo tanto es necesario determinar un diagrama causa efecto que representa los efectos de las perturbaciones externos e internos sobre los procesos productivos de la industria, en los cuales se tiene en cuenta la presencia de perturbaciones o cambios de topología de la red debido a daño de equipos y la repercusión en las funciones del proceso productivo asociado.

Al plantear las relaciones causales es importante tener en cuenta como establecer las probabilidades condicionales, es decir, es posible establecer conexiones lógicas como en las conexiones de confiabilidad y además es necesario plantear probabilidades condicionales en donde no existen conexiones lógicas puras y es necesario recurrir a la creencia, información en libro y/o publicaciones y además al concepto de expertos, quienes a través de sus años de conocimiento y práctica con los eventos de calidad de la potencia pueden establecer de manera subjetiva probabilidades de ocurrencia.

El modelo propuesto para definir la influencia de la CP en la confiabilidad se puede construir a partir del siguiente procedimiento:

- 1) Definir los fenómenos de CP para analizar, sus fuentes y clasificación en el dominio del tiempo o de la frecuencia: como fue explicado en el capítulo anterior se analizan los efectos de los fenómenos: Sags, Armónicos y Transitorios, aunque el modelo se puede aplicar a otros fenómenos.
- 2) Definir los efectos primarios sobre el sistema eléctrico: Estos efectos incluyen cualquier daño, falla o malfuncionamiento de los dispositivos eléctricos que componen el sistema eléctrico industrial, principalmente: Transformadores, interruptores automáticos, cables, tableros de distribución, protecciones, motores, filtros, controladores lógicos programables (PLC), entre otros.
- 3) Definir los efectos finales sobre las cargas críticas y el proceso productivo y su relación con la seguridad del sistema: Los efectos sobre estas cargas críticas se observa en el daño o malfuncionamiento de los dispositivos de electrónica de

potencia y dispositivos digitales, tales como: Variadores de velocidad de motores, UPS's, Rectificadores, fuentes de modo conmutados, entre otros.

- 4) Construir la red Bayesiana basada en las conexiones lógicas de los nodos del sistema, definiendo los estados de cada nodo.
- 5) Establecer la TPC para cada conexión en la red Bayesiana. Estas conexiones pueden ser lógicas [3.8] u obedecer a una creencia [3.9]. En la tabla 3.4 se presenta la TPC para la relación que existe entre los procesos productivos y de telecomunicaciones con el estado de la seguridad del sistema desde el punto de vista de la calidad de la potencia. Esta tabla es construida con base en la creencia y experiencia reportada en la literatura de cada fenómeno [3.10].
- 6) Calcular las probabilidades marginales de cada nodo

Por lo tanto el nivel de seguridad se establecerá teniendo en cuenta las causas, el fenómeno de CP, sus efectos en la infraestructura y las consecuencias en el sistema productivo y de telecomunicaciones.

Tabla 3.4 Tabla de probabilidad condicional de la calidad de la potencia total

Telecom		Sin efecto (SE)			Parcial (P)			Total (T)		
Productivo		SE	P	T	SE	P	T	SE	P	T
PQ	Alto	100	20	20	20	30	10	20	10	0
	Medio	0	80	20	80	70	20	20	20	0
	bajo	0	0	60	0	0	70	60	70	100

### 3.1.3. CÁLCULO DEL INDICADOR DE CALIDAD DEL SERVICIO CON BASE EN REDES BAYESIANAS

Al relacionar los aspectos de confiabilidad y CP en el análisis del desempeño de los SEI se hace posible establecer nuevos indicadores que permitan estimar el nivel de seguridad de dichos sistemas, en los cuales se describa el impacto sobre la infraestructura y los riesgos asociados [3.3].

Considerando los cálculos de CP y C se establece la relación causa-efecto que permita integrar los dos conceptos y de esta manera obtener un indicador RPQ, con el cual se pueda apreciar integralmente el estado del sistema.

Para realizar esta integración se propone una TPC, en la Tabla 3.5., la C tiene 2 estados (Disponible, No Disponible), la CP tiene 3 estados (Alto, Medio y Bajo) y el RPQ tiene 2 estados (Disponible, No disponible).

Por lo tanto dependiendo de la disponibilidad del sistema con base en la C, el RPQ variará dependiendo del estado de la CP. Esto se logra con la TPC de una manera fácil e intuitiva a través de la incertidumbre inherente al comportamiento del sistema, Por ejemplo, si la C resultante tiene una mayor probabilidad de ser disponible, esta se puede afectar por el estado de la CP directamente en el indicador RPQ. Al proceder de esta manera se plantea la posibilidad que la TPC varíe dependiendo del sistema bajo estudio.

Tabla 3.5. TPC Para establecer el indicador CPC

	C	Disponible			No Disponible		
	CP	A	M	B	A	M	B
RPQ	D	1	0,9999	0,999	0	0	0
	ND	0	0,0001	0,001	1	1	1

### 3.2. MODELO PARA EL ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD Y LA SEGURIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INDUSTRIALES POR MEDIO DE SECUENCIAS DE OPERACION

Considerando la Seguridad (S) y la Confiabilidad (C) se plantea el indicador SC el cual muestra el nivel de riesgo de un sistema cuando se presenta una respuesta inapropiada o innecesaria de un dispositivo o parte del sistema eléctrico, ante un evento o falla de un componente, que afecta la confiabilidad del sistema eléctrico, poniendo en riesgo, en alguna medida, la infraestructura eléctrica y su proceso productivo asociado [3.2].

Relacionando los estados de operación de un sistema eléctrico con el funcionamiento de una red de Petri, se puede plantear por medio del marcado de esta última, los estados en los cuales hay pérdida de seguridad en un sistema. Por lo tanto, se pueden construir redes de Petri representativas del comportamiento dinámico del sistema eléctrico, relacionar los marcados con los estados de operación y luego realizar la simulación con el fin establecer los indicadores del comportamiento del sistema.

Teniendo en cuenta que el análisis propuesto se basa en la probabilidad de operación de los sistemas de protección ante la presencia de un evento es necesario incorporar el concepto de transiciones en conflicto, las cuales consisten en transiciones que están habilitadas simultáneamente pero sólo una puede disparar, por lo tanto debe existir alguna política de decisión para dicho disparo. Para el caso de los SEI estas transiciones obedecerán a probabilidades de ocurrencia y no tendrán relación con el concepto tiempo.

Por lo tanto, la metodología para determinar el indicador SC consiste en:

- 1) Definir el tipo y ubicación de la falla: Para el análisis de los sistemas eléctricos industriales consideramos los cortocircuitos y los cortes de energía. Es importante anotar que el modelo se puede ampliar a otro tipo de sistemas y eventos.
- 2) Identificar los dispositivos de protección: Se reconocen los elementos del sistema que cumplen funciones de protección ante los eventos bajo estudio. Para el caso del cortocircuito son los interruptores automáticos y para los cortes de energía son las plantas diesel y la transferencia automática.
- 3) Establecer los estados de operación de cada dispositivo y los eventos que pueden causarlos: Para el caso de los interruptores se analiza la probabilidad que esta opere al momento de ser demandada [3.11]
- 4) Definir las transiciones entre los estados: Se identifica que transiciones llevan al sistema a un estado de operación de alerta, emergencia o emergencia extrema dependiendo de la operación de las protecciones existentes dado que se presenta un evento [3.12]
- 5) Construir, validar y simular la RP con ayuda del Petri net toolbox de Matlab© [3.13].
- 6) Generar el gráfico de mostrabilidad e identificar los estados de operación del sistema eléctrico industrial [3.2].
- 7) Calcular el indicador SC: Con la simulación y los estado de operación se realizan las estadísticas que permiten establecer el número de casos que el sistema llego a una emergencia extrema. El indicador SC corresponde a la probabilidad que un sistema eléctrico industrial tiene de llegar a un estado de emergencia extrema ante la presencia de eventos tales como cortocircuitos y cortes de energía.

Por lo tanto se pueden construir redes de Petri representativas del comportamiento dinámico del sistema eléctrico, relacionar los marcados con los estados de operación y luego realizar la simulación con el fin establecer las estadísticas del sistema.

Como ejemplo de aplicación se construye la red de Petri equivalente para un sistema de protección primaria y secundaria, como aparece en la Figura 3.4. en el cual se analiza la respuesta del sistema ante un evento de cortocircuito F1, esperando que actúe la protección primaria B2, y en su defecto la protección secundaria B1, de lo contrario el sistema entrará en un estado de emergencia extrema

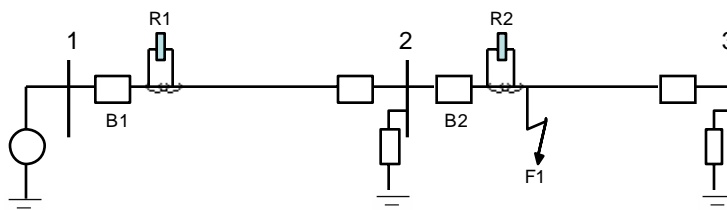


Figura 3.4 Esquema del sistema de protección contra cortocircuito [3.14]

Para determinar la confiabilidad del sistema de protección se construye un sistema serie, cuya confiabilidad depende de las tasas de falla de los componentes, pero la diferencia con el análisis de seguridad se refiere a la respuesta del sistema ante cambios súbitos. Para este caso se considera la aparición de un cortocircuito.

La relación entre los estados de operación del sistema y la respuesta de los dispositivos de protección:

- Estado Normal: No hay falla
- Estado Alerta: Aparición de cortocircuito
- Estado de emergencia: Actúa protección primario o secundaria.
- Estado Restaurativo: Aisla protección primaria o secundaria, Repara sección r1 y r2
- Estado Emergencia extrema: No actúa protección primaria ni secundaria.

Considerando la representación por estados discretos en tiempo continuo se podría recurrir a representación como una cadena de Markov, pero en la representación de este procesos existen tasas de transición que no obedecen a distribuciones exponenciales, e incluso existen transiciones en las cuales no aparecerá la variable tiempo o transiciones en conflicto en el caso que se representa la respuesta del interruptor automático cuando es solicitada. Tomando la descripción anterior y teniendo en cuenta que se requiere un nivel de detalle de los componentes del sistema se consideran los siguientes estados y transiciones de la red en las tablas 3.6 y 3.7 respectivamente.

Tabla 3.6 Lugares para la red de Petri del sistema de protección

Lugar	Descripción
P1	Estado Normal
P2	Falla entre los nodos 2 y 3
P3	Protección primaria disponible
P4	Estado de alerta. Falla aislada por la protección primaria
P5	Estado de Emergencia. No opero relé primario
P6	Estado de Emergencia. Falla aislada por protección secundaria
P7	Protección de reserve disponible
P8	Emergencia Extrema. No opero relé de reserve
P9	Estado Restaurativo. Reparación protección primaria
P10	Estado Restaurativo. Reparación protección secundaria
P11	Estado Restaurativo. Sistema reparado
P12	Estado Restaurativo. Sistema reparado

Tabla 4.12 Transiciones para la red de Petri del sistema de protección

Lugar	Descripción
T1	Ocurre falla en F1
T2	Protección primaria (R2) cierra breaker B2
T3	Falla eliminada por la protección primaria (R2) (B2 abre)
T4	Protección primaria (R2) no opera( B2 esta cerrado)
T5	Protección de reserva (R1) no opera( B1 está cerrada)
T6	Falla eliminada por la protección de reserva (R1)(B1 abre)
T7	Protección de reserva(R1) cierra breaker B1
T8	Operación manual de la protección (B2 cierra)
T9	Operación manual de la protección (B2 cierra)
T10	Operación manual de la protección (B1 cierra)
T11	Operación manual de la protección (B1 cierra)
T12	La falla en la línea 2-3 es eliminada
T13	La falla en la línea 2-3 es eliminada

La Figura 3.5 muestra la RP simulada, en el cual se definen todos los componentes de la red. En la red resultante se tiene una ficha en el p1, estado normal, la cual se desplazará cuando la transición t1, falla de cortocircuito se presente, hacia la posición p2, sistema con falla de cortocircuito. A partir de esta posición se activan dos transiciones t3 y t4, excluyentes, es decir, es necesario una decisión lógica entre actúa o no la protección primaria, este tipo de transiciones se denominan transiciones en conflicto (TC). Para el caso bajo análisis estas transiciones obedecen a una probabilidad de ocurrencia o probabilidad de operar dado que es llamada a operar.

Conociendo la validez de la red de Petri resultante se obtiene el árbol de mostrabilidad o cobertura, el cual se observa en la Figura 3.6. Este gráfico muestra los posibles estados y las transiciones entre estos para el sistema de protección cuando se presenta un cortocircuito. El marcado M1 se obtiene cuando se dispara la transición t1 desde M0, y estando en M1 existen dos posibilidades t3 y t4, las cuales corresponden a la respuesta de la protección primaria.

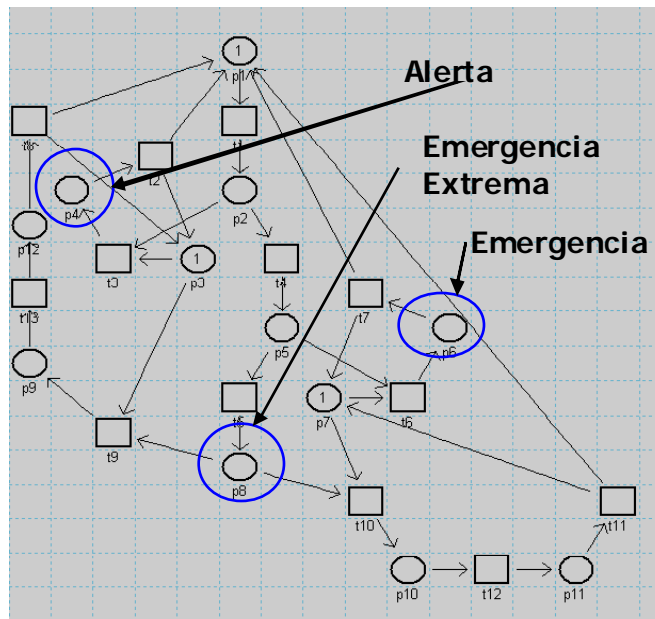


Figura 3.5 Red de Petri para el esquema de protección básico

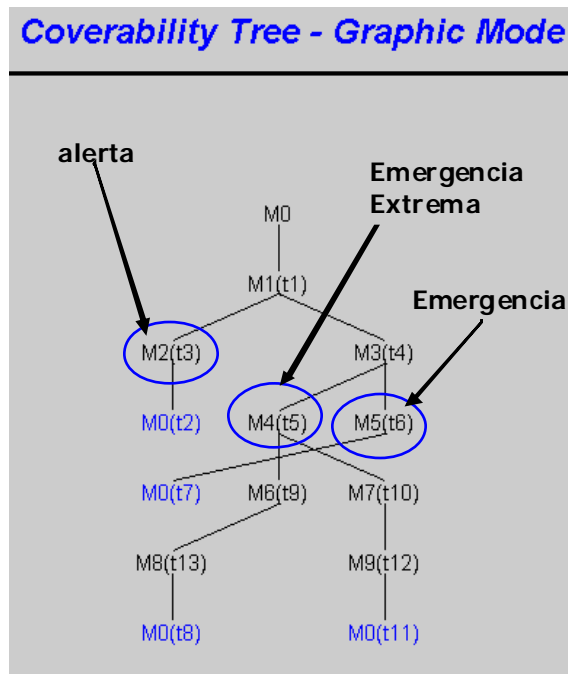


Figura 3.6 Árbol de cobertura para el sistema de protección básico

En el caso de que opere la protección primaria, es decir la transición t3, la secuencia continúa con t2, la cual reestablece el sistema al estado normal. En el caso de que no opere la protección, la transición t4 llevará la secuencia al marcado M3 y allí deberá actuar la

protección secundaria t6; por lo tanto, se presenta un nuevo sistema de TC para reestablecer el sistema o en caso contrario se llegará a una falla total del sistema. Es importante observar que las transiciones que nos permiten identificar cambios hacia estados críticos del sistema son las transiciones t3 a estado de alerta, t6 a estado de emergencia y t5 a estado de emergencia total.

Al identificar los marcados equivalentes a los estados de operación y las transiciones involucradas con estos, se procede a establecer los indicadores de seguridad por medio de simulaciones de la red de Petri. Para este caso se muestran los resultados para 100.000 eventos de corto circuito, en las cuales la ficha pasa entre estados dependiendo de la activación de las respectivas transiciones. Para el caso de las transiciones en donde se decide si actúa o no la protección primaria o secundaria se establece una probabilidad de operación del 95%. En la Figura 3.7 se observan los resultados para el sistema: la probabilidad del 95.07% para un estado de alerta, 4.69% para un estado de emergencia y 0.24% para un estado de extrema emergencia el cual corresponde al indicador SC.

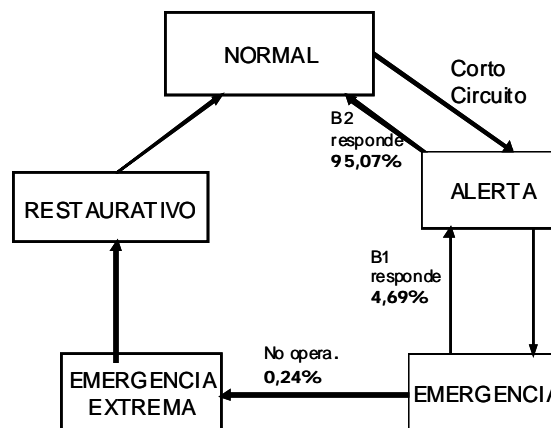


Figura 3.7 Probabilidades de los estados operacionales para el sistema de protección

En el siguiente capítulo se presenta la aplicación de la metodología propuesta sobre el sistema de prueba IEEE 493, con lo cual se valida su efectividad y pertinencia como metodología para aplicarse en el campo del diseño y análisis de sistemas eléctricos industriales.



### 3.3. BIBLIOGRAFIA CAPITULO 3

[3.1] G.A. Ramos, A. Torres, J.P. Rognon, “Reliability Analysis of Industrial Electrical Systems Using Bayesian Networks Considering Power Quality and Security Characteristics Applied to the IEEE 493 Standard Network”, *IEEE Latin America Transaction*, Vol. 5, No. 8, Dec. 2007.

[3.2] G.A. Ramos, A. Torres, J.P. Rognon, M.A. Rios, “Industrial Power System Security Using Petri Nets”, *International Review of Electrical Engineering*, Vol. 2, No. 4, pp. 515-522, July-Aug 2007.

[3.3] M.F. McGranaghan, “Quantifying Reliability and Service Quality for Distribution Systems”, *IEEE Trans. Industry Applications*, vol. 43, pp. 188-195, Jan/Feb. 2007.

[3.4] A. Douglas, A. Breipohl, F.N. Lee, R. Adapa, “ The Impacts of Temperatura Forecast Uncertainty on Bayesian Load Forecasting”, *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 13, no. 4, pp. 1507-1513, Nov. 1998.

[3.5] P. Weber, L. Jouffe, Complex system reliability modelling with dynamic object oriented Bayesian network, *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 91, pp. 149-162, 2006.

[3.6] D.O. Koval, X. Zhang, J. Prost, T. Coyle, R.G. Arno, R. Hale, Reliability methodologies applied to the IEEE Gold Book standard network, *IEEE Industry Applications Magazine*, Vol. 9, no.1, pp. 32-41. Jan 2003.

[3.7] K. Murphy, "The Bayes Net Toolbox for Matlab," *Computing Science and Statistics*, vol 33 [Online]. pp. 1-20. Available: <http://citeseer.ist.psu.edu/murphy01bayes.html>

[3.8] M.S. Azam, F. Tu, K.R. Pattipati, R. Karanam, “A Dependency Model-Based Approach for Identifying and Evaluating Power Quality Problems”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, No. 3, pp. 1154-1166, July 2004.

[3.9] G.A. Ramos, A. Torres, J.P. Rognon, “Industrial Power System Security Using Bayes Networks”, *III International Symposium on Power Quality-SICEL*, Bogotá-Colombia, Nov. 2005.

[3.10] G.A. Ramos, A. Torres, J.P. Rognon, M.A. Rios, “Reliability and Security of Electrical Industrial Systems Using Probabilistic Networks”, In proc *IASTED, International Conference on Power and Energy Systems EUROPE 2007*, Palma de Mallorca- Spain, Aug 2007.

[3.11] P. Anderson, S. Agarwal, “An Improved Model for Protective System Reliability”, *IEEE Transactions on Reliability*, Vol. 41, pp. 422-426, 1992.

[3.12] R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad, S. Aboreshaid, “Power System Health Analysis”, *Reliability Engineering and System Safety*, Vol. 55, pp 1-8, 1997.

[3.13] M.H. Matcovschi, C. Lefter, C. Mahulea, O. Pastravanu, Petri Net Toolbox for MATLAB in Web Analysis and Design of Discret-Event Systems, *Proc. 16<sup>th</sup> International Federation of Automatic Control World Congress*, pp. 1-6, Prague, 2005.

[3.14] L. Jenkins, H.P. Khincha, “Deterministic and Stochastic Petri Net models of protection schemes”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 7, pp 84-90, 1992.

#### 4. APLICACIÓN DE LOS MODELOS AL SISTEMA DE PRUEBA IEEE 493

El grupo de trabajo en técnicas de análisis de confiabilidad del IEEE 493 basado en un proyecto realizado por la corporación de ingenieros de la armada americana (PREP de sus siglas en ingles) definió un sistema eléctrico de prueba teniendo en cuenta distintas metodologías para el análisis de la confiabilidad de los sistemas eléctricos industriales (SEI) y la necesidad de validar sus resultados. Este sistema de prueba es conocido como el sistema IEEE 493 Gold book [4.1].

Este sistema de prueba se emplea para validar los resultados de confiabilidad del modelo de redes Bayesianas y para proponer los modelos complementarios de calidad de la potencia y seguridad que permitan proponer nuevas técnicas de análisis del comportamiento de los sistemas eléctricos industriales de acuerdo con las características de los dispositivos y sistema de producción de los usuarios.

##### 4.1. SISTEMA DE PRUEBA IEEE 493

Este sistema se emplea en procesos críticos de los sectores militares, telecomunicaciones y en aplicaciones de centros de cómputo. En estos procesos es necesario suministrar energía a sistemas de cómputo de última tecnología, los cuales son altamente sensibles a las variaciones de voltaje y corriente provenientes de los fenómenos de la calidad de la potencia, confiabilidad y seguridad. Además para estos equipos es necesario garantizar la temperatura y la humedad relativa. Por lo tanto es necesario diseñar sistemas eléctricos con esquemas de redundancia 2N que garanticen un suministro continuo, confiable y con calidad, lo cual se logra a través de esquemas de redundancia y protección para la alimentación de equipos de aire acondicionado de precisión y las fuentes de potencia ininterrumpida (UPS de sus siglas en inglés) para los cuartos de equipos sensibles.

El sistema IEEE 493 consta de dos alimentadores duales en media tensión provenientes del operador de red desde diferentes subestaciones de distribución, adicionalmente existen generadores diesel de reserva en configuración 2 de 4 en el barraje de generadores, es decir, se requieren 2 generación de 1500 kW a 600 V en operación para soportar la demanda total de la carga. La salida de los transformadores de las subestaciones de 3000 kVA 15kV/600V cada uno como de los generadores se conectan a un sistema de transferencia

automático en el barraje principal en el cual se controla y selecciona el tipo de fuente que suministra la energía a la carga. Para este sistema se da prioridad a la energía suministrada por el operador de red a través de los alimentadores independientes, por lo tanto el consumo total del sistema se distribuye en partes iguales a través de estos en modo de operación normal o desde los generadores cuando el sistema se encuentre respaldado por estos últimos.

El sistema de distribución distribuye a 4 grupos de cargas: Carga crítica (UPS's), carga mecánica (Aires acondicionados), carga de iluminación y carga no crítica. La funcionalidad del sistema depende de la operación de la carga crítica y de aires acondicionados.

Para efectos de comparación con las metodologías de confiabilidad se toman los siguientes barrajes: generador, barraje principal A y B, cargas mecánicas A y B, iluminación y cargas no críticas, los cuales se aprecian en la Figura 4.1.

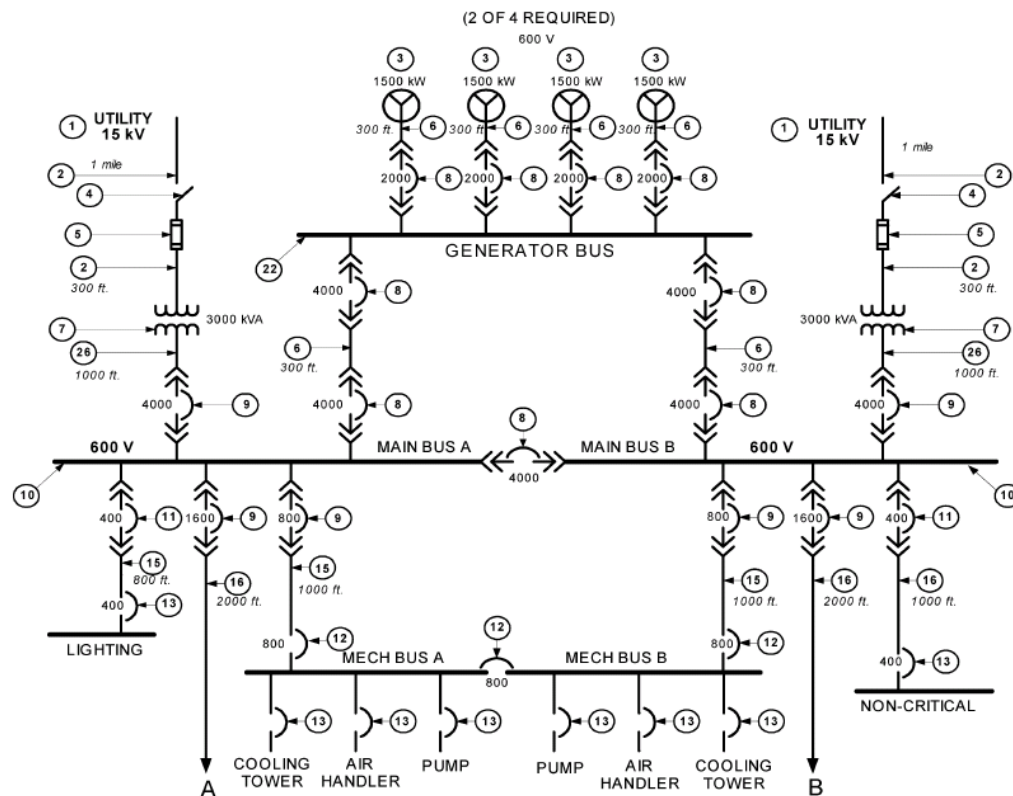


Figura 4.1 Diagrama unifilar del sistema de prueba IEEE 493. Tomado de [4.2]

Los datos de confiabilidad de cada uno de los componentes enumerados en el sistema de prueba aparecen en la Tabla 4.1. Estos datos son tomados de los estudios realizados

durante muchos años por el comité IEEE 493 [4.3]

Tabla 4.1 Datos de confiabilidad de los componentes del sistema IEEE 493 [4.3]

Elemento	Tasa de falla (fallas/año)	Tasa de reparación (h)	Probabilidad de que Funcione
e1	1.9560	1.32	0.99970530
e2	0.04717	1.82	0.99999020
e3	0.12350	18.28	0.99974232
e4	0.00174	1.0	0.99999980
e5	0.10154	4.0	0.99995364
e6	0.00201	11.22	0.99999743
e7	0.00111	5.0	0.99999937
e8	0.00553	2.0	0.99999874
e9	0.00185	0.5	0.99999989
e10	0.00949	7.29	0.99999210
e11	0.00021	6.0	0.99999986
e12	0.00960	9.6	0.99998948
e13	0.00520	5.8	0.99999656
e14	0.00343	37.5	0.99998532
e15	0.00012	2.5	0.99999997
e16	0.00141	10.5	0.99999831
e22	0.00170	2.4	0.99999953
e26	0.000125	12.9	0.99999982

#### 4.2. APLICACIÓN DEL MODELO RELACIÓN CAUSA-EFECTO:

Tal como se explicó en el modelo para el cálculo de la confiabilidad y la calidad de la potencia de un SEI se emplean las redes Bayesianas primero para calcular la confiabilidad del sistema y luego la calidad de la potencia para finalizar en el indicador integrado RPQ.

##### 4.2.1. CÁLCULO DE LA CONFIABILIDAD SISTEMA IEEE 493

Es importante aclarar que este cálculo se realiza con el fin de validar el modelo de confiabilidad con redes Bayesianas propuesto con los resultados de otras metodologías y así complementarlo con el análisis de los fenómenos de la calidad de la potencia y el cálculo del indicador RPQ.

Para el cálculo de confiabilidad de todos los barrajes del sistema se aplica la primera parte del modelo considerando:

- Dos estados de operación de cada componente: Funciona, no funciona.
- Que a partir de los datos de confiabilidad de la Tabla 4.1 se calculan la probabilidad de funcionamiento con base en la expresión

$$\Pr(Comp_{UP}) = e^{\left(\frac{-\lambda*\mu}{8760}\right)} \quad (1)$$

- La probabilidad de no funcionamiento es el complemento de la expresión anterior.

$$\Pr(Comp_{DOWN}) = 1 - \Pr(Comp_{UP}) \quad (2)$$

- Se identifican las conexiones serie, paralelo, k-N entre los elementos y construimos las redes Bayesianas en la cual cada variable obedece a cada componente del sistema bajo análisis y las tablas de probabilidad condicional (TPC) correspondiente al tipo de conexión.
- Se emplea el software toolbox Bayesnet de MATLAB[4.4]

#### 4.2.1.1. Barraje del generador

Aplicando la metodología al barraje del grupo generador se toman los elementos que conforman el sistema de salvaguarda. Según la red Bayesiana de la Figura 4.2, para cada generador existe una conexión serie entre los elementos e3, e6 y e8. Cada elemento está asociado a su grupo generador por el segundo subíndice, por ejemplo el elemento e31 corresponde al grupo generador 1. Es necesario 2 de los 4 circuitos ramales generadores para suplir la demanda, conexión k-N. Al unir estas conexiones se logra el grupo de transferencia GT, el cual se encuentra en serie con los elementos e22 y e8, estos dos últimos elementos son independientes a los grupos generadores y por lo tanto se reconocen con letras mayúsculas.

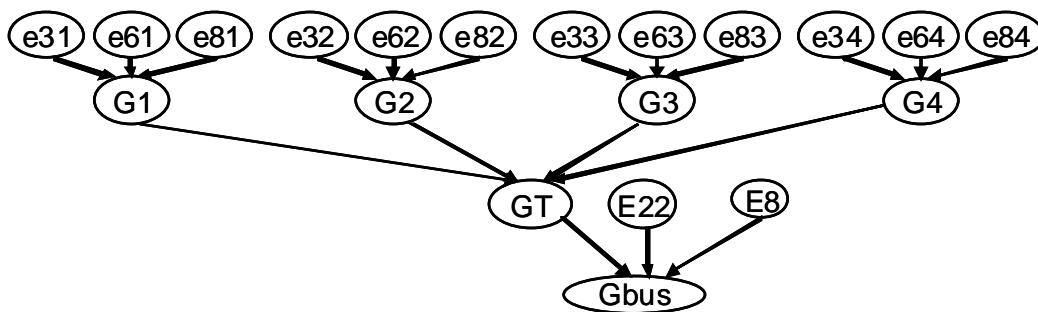


Figura 4.2. Red Bayesiana para el cálculo de confiabilidad del barraje generador.

De acuerdo con la red Bayesiana de la Figura 4.2 se tienen seis TPC. Estas Tablas son las correspondientes a los conectores G1, G2, G3, G4, GT y GBUS. Para las TPC de los conectores G1, G2, G3, G4 y GBUS se emplea el modelo serie y para el conector GT se emplea el modelo k-N para el caso 2 de 4, la cual se aprecia en la Tabla 4.2

Tabla 4.2 Tabla de Probabilidad Condicional para una conexión 2 de 4

	Estado del componente															
G1	Opera (O)								No opera (NO)							
G2	Opera				No opera				Opera				No opera			
G3	O	NO	O	NO	O	NO	O	NO	O	NO	O	NO	O	NO	O	NO
G4	O	NO	O	NO	O	NO	O	NO	O	NO	O	NO	O	NO	O	NO
GTO	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	0	1	0	0	0
GTNO	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0

Los nodos padre de la red Bayesiana tienen los estados funciona o no funciona con probabilidades correspondientes a los datos provenientes de la Tabla 4.1.

Al resolver la red Bayesiana se obtiene una disponibilidad del barraje generador GBUS de 0.999996377, valor comparable con lo reportado en la literatura [4.1]. Este valor implica una indisponibilidad de 1,9 min./año.

#### 4.2.1.2. Barraje principal A

Para la construcción de la red Bayesiana del barraje principal PBUS es necesario construir los subsistemas lógicos que conforman dicha red: Circuitos de media tensión A y B, el grupo de transferencia GBUS y el sistema de transferencia entre A y B.

El circuito del operador esta compuesto por los elementos e1, e2, e4, e5, e7, e9 y e26 en serie (U4), y el cual es equivalente en ambos alimentadores. Para que el barraje A esté disponible se requiere que el sistema de transferencia principal A funcione, es decir, los elementos e8, e9, e10 y e11 (S1). Asimismo es posible que dicho barraje este disponible a través del enlace entre barras A y B (conexión serie), pero si el sistema del operador B o los generadores están disponibles (conexión paralelo). La condición para que el barraje A no esté disponible, es que las dos fuentes del operador de red y los generadores no funcionen. Con la conexión lógica descrita es posible construir la red Bayesiana asociada y calcular la probabilidad de operación de este barraje. De acuerdo con la red Bayesiana de la Figura

4.3 se requieren tres TPC. Estas Tablas son las correspondientes a los conectores S1, U4 y PBUS y corresponden a TPC modelo serie.

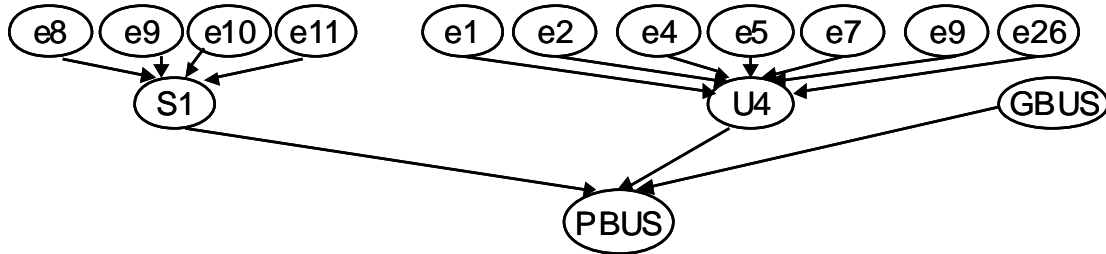


Figura 4.3. Red Bayesiana para el cálculo de confiabilidad del barraje principal.

Los nodos padre de la red Bayesiana tienen los estados funciona o no funciona con probabilidades correspondientes a los datos provenientes de la Tabla 4.1, además del nodo GBUS el cual fue explicado en el apartado anterior.

Los cálculos realizados muestran que la disponibilidad para este barraje es 0.999990609, es decir una indisponibilidad de 4.9 min./año. Este cálculo es similar para el bus principal B.

#### 4.2.1.3. Barraje de cargas mecánicas A

Para la construcción del sistema lógico correspondiente se considera el desempeño de otros subsistemas tales como: barraje principal A, la transferencia a cargas mecánicas con el interruptor de enlace y el circuito ramal que alimenta estas barras.

Para que el barraje de cargas mecánicas esté disponible se requiere que el sistema de transferencia funcione y que se disponga de otros subsistemas como el interruptor de enlace entre barras para cargas mecánicas o el circuito ramal de respaldo, además del barraje de respaldo principal B, el grupo del interruptor de enlace y barrajes está compuesto por los elementos e10, e12 y e13 (M1) conectados en serie.

El circuito ramal que alimenta el barraje de cargas mecánicas esta compuesto por los elementos e9, e12 y e15 (RM1) conectado en serie. El barraje total MBUS estará disponible si los subsistemas PBUS, M1 y RM1 están disponibles, es decir, conectados en serie, tal como se puede apreciar en la Figura 4.4.



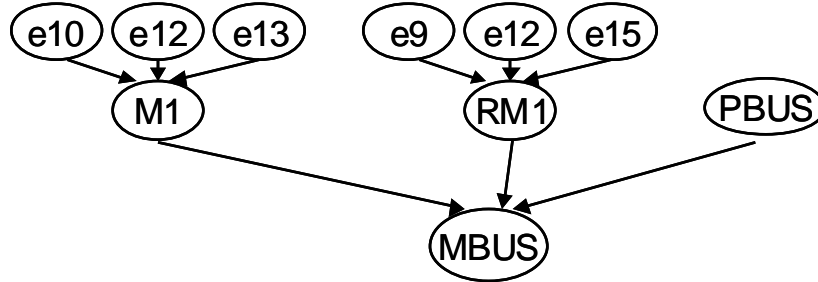


Figura 4.4. Red Bayesiana para el cálculo de confiabilidad del barraje carga mecánica.

Los nodos padre de la red Bayesiana tienen los estados funciona o no funciona con probabilidades correspondientes a los datos provenientes de la Tabla 4.1, además del nodo PBUS el cual fue explicado en el apartado anterior.

Los cálculos realizados muestran que la disponibilidad para este barraje es 0.99997434, es decir una indisponibilidad de 13.5 min./año. Este cálculo es similar para el barraje de cargas mecánicas B.

#### 4.2.1.4. Barraje de iluminación y barraje de cargas no críticas

Para representar estos dos casos, es necesario incluir el resultado del bus principal PBUS y de los elementos e11, e13 y e15 (RI) para el barraje de iluminación (IBUS) y de los elementos e11, e16 y e13 (RNC) para el barraje de carga no crítica (NCBUS), es decir, conexión serie.

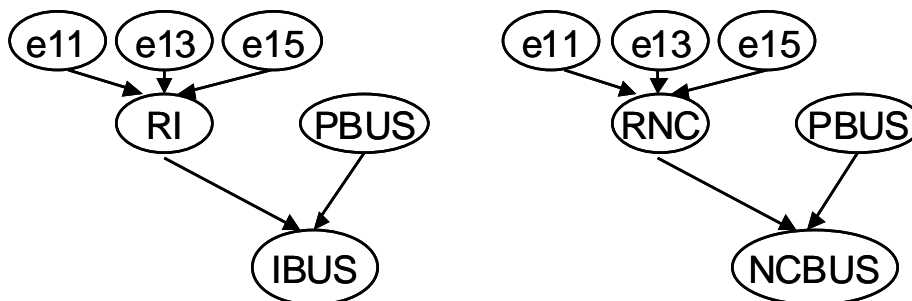


Figura 4.5. Red Bayesiana para el cálculo de confiabilidad de los barraje de carga iluminación y no crítica.

Los cálculos de disponibilidad resultantes para los barrajes de iluminación y de carga no crítica son 0.99998746 y 0.99998878 respectivamente, es decir una indisponibilidad de 5.9 min./año para el barraje de iluminación y de 6.7 min./año para el barraje de carga no crítica.

#### 4.2.1.5. Resultados de confiabilidad del sistema IEEE 493

En la Tabla 4.3 se observan los resultados obtenidos para el tiempo fuera por medio del modelo de redes Bayesianas comparados con los resultados entre las diferentes metodologías para los subsistemas del diagrama IEEE 493, en los cuales se constata la validez de la metodología propuesta, ya que los resultados son similares con las técnicas de conjunto de corte [4.5] y diagrama de bloques de confiabilidad [4.6].

Tabla 4.3. Comparativo de tiempo fuera de servicio en horas para el sistema IEEE 493

Barraje	Modelo redes Bayesianas [4.7]	Diagrama de bloques [4.6]	Conjunto de corte [4.5]
Generador	0.0317305	0.0371424	0.0371400
Principal	0.0822592	0.0820812	0.0822296
Mecánico	0.2248171	0.2230296	0.2261322
Iluminación	0.0982090	0.0982872	0.0981796
Carga no crítica	0.1098129	0.0981120	0.0909809

#### 4.2.2. CALCULO DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA PARA EL SISTEMA IEEE 493

Con base en los estudios sobre disponibilidad de sistemas eléctricos industriales [4.1] y teniendo en cuenta que los equipos conectados en el sistema eléctrico IEEE 493 son sensibles a los fenómenos de la calidad de la potencia se analiza por su orden de importancia los SAGS, distorsión armónica y transitorios electromagnéticos.

Se presenta una descripción del fenómeno y la aplicación del procedimiento propuesto en el modelo de redes Bayesianas para calidad de la potencia, en el cual se define el fenómeno en sus causas, luego los efectos en los equipos eléctricos y electrónicos y como consecuencia final en los procesos que realice el usuario de dicho sistema de acuerdo con la metodología expuesta en el capítulo anterior.

#### 4.2.2.1. Fluctuaciones de voltaje de corta duración en sistemas eléctricos industriales

Las fluctuaciones de voltaje son variaciones en el voltaje nominal del sistema. Dichas variaciones de voltaje ocurren a la frecuencia fundamental y de acuerdo con estudios realizados por EPRI la más común es conocida como SAG de tensión.

El SAG de tensión es un decrecimiento entre 0.1 y 0.9 p.u. del voltaje RMS por una duración de 0.5 ciclos a 1 minuto. Dependiendo del nivel de voltaje y duración los equipos sensibles pueden percibir disminución importante en la energía necesaria para su correcto funcionamiento y por lo tanto se produce una pérdida de capacidad de procesamiento de información que repercute en malfuncionamiento o apagado de dichos equipos [4.8].

Considerando el procedimiento propuesto para construir el diagrama se identifican los principales causantes de los SAGS de tensión: Cortocircuitos y arranques de cargas importantes del sistema. Un cortocircuito en los sistemas de distribución se puede producir por descargas, fenómenos naturales como huracanes, terremotos, animales o árboles y por accidentes contra la infraestructura eléctrica por la intervención humana intencional o inintencional. Una descarga atmosférica en un sistema de distribución puede llegar de manera directa o por inducción en la red de distribución. Dependiendo de las fases relacionadas con el cortocircuito estas se clasifican en cortocircuito monofásico a tierra, bifásico a tierra, bifásico, trifásico a tierra. Este último es el de mayor afección en la caída de tensión.

Los Sags de tensión pueden ser clasificados con base en las componentes simétricas en siete clases dependiendo de la magnitud y el ángulo de fase resultante al presentarse una causa como cortocircuito o arranque de cargas. Teniendo en cuenta Se reconoce los Sags tipo A, C y D como los de mayor influencia. Es posible establecer una relación entre el tipo de corto circuito y el tipo de SAG, por ejemplo el SAG tipo A es representativo de los cortocircuitos trifásicos a tierra, el tipo C representa la influencia de un corto monofásico a tierra pasando a través de un transformador en conexión delta-estrella. Por último el SAG tipo D representa un cortocircuito bifásico [4.9].

Dependiendo del tipo de SAG que se presente en el sistema eléctrico industrial los equipos que se afectan son: Variadores de velocidad de motores, fuentes de modo conmutado, motores y otras cargas.

La falla o mal funcionamiento de los variadores de velocidad de los motores y/o de los mismos motores tienen un efecto en el proceso productivo de la industria. La falla o mal

funcionamiento de las fuentes de modo conmutado tiene efecto en el proceso de telecomunicaciones de la industrial. Los dos procesos sufren una parada total, parcial o no tienen efecto debido al fenómeno.

Al conocer el estado de los procesos de telecomunicaciones y de producción se conoce el estado de la calidad de la potencia debido a este fenómeno para el sistema eléctrico industrial y del proceso asociado a este. En la Tabla 4.4 se resume la aplicación del procedimiento propuesto para establecer las variables de la red Bayesiana [4.10]. Con la descripción de la relación causa efecto para los sags de tensión se construye la red Bayesiana que se puede observar en la Figura 4.6

Tabla 4.4. Definición de las variables para el fenómeno de SAG

Paso	Nodo	Estado
Definir fenómeno, fuentes y categorías	Descarga atmosférica	Directo, Inducido
	Fenómenos naturales	Huracanes, Terremotos, Fauna, flora
	Accidentes infraestructura	Aéreos, terrestres
	Cortocircuito	Monofasico a tierra, bifásico a tierra, bifásico, trifásico a tierra
	Arranque de carga	Frecuente, Poco frecuente
	Tipo de SAG	A, C, D, ninguno
Definir efectos primarios	Fuentes de Modo conmutado	Falla total, parcial, ninguna
	Variador de velocidad	Falla total, parcial, ninguna
	Motores	Falla total, parcial, ninguna
Definir efectos finales	Proceso de telecomunicaciones	Sin efecto, bloqueo, parada
	Proceso de Producción	Sin efecto, bloqueo, parada
	Calidad de la Potencia	Alta, media, baja

Suponiendo que la actividad atmosférica y de arranque de grandes cargas es alta la probabilidad de tener un estado de calidad de la potencia alto es 54%, medio 32% y bajo 5%. Para el caso de los motores asincrónicos y de inducción, la probabilidad de reducción del torque es de 71% y 61% respectivamente. Los procesos de control se reiniciarán en 59% de los casos y los variadores de velocidad en un 32%.

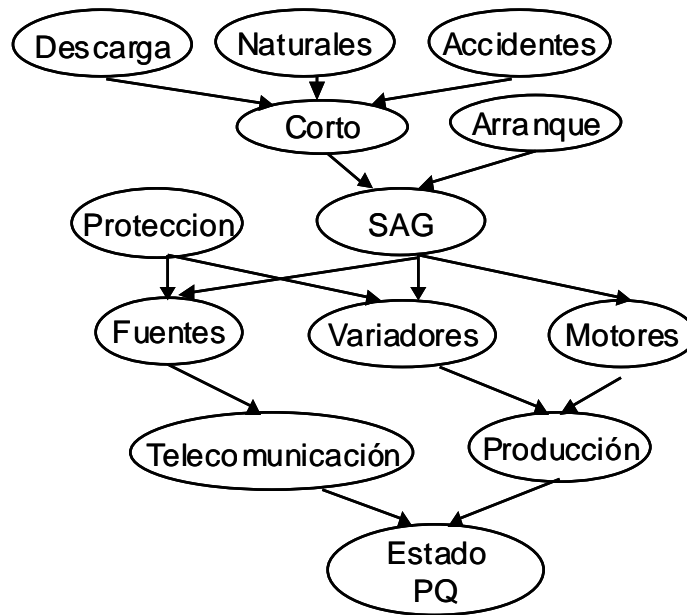


Figura 4.6. Red de Bayesiana para estimar el efecto de los Sags

Teniendo en cuenta estos resultados de la red SAG y de acuerdo con la utilidad de las redes bayesianas es posible introducir nueva evidencia para determinar su efecto en el resto de los nodos de la red, con lo cual se establecen que variables influyen en los niveles de seguridad del sistema. Para esto se definen las probabilidades a posteriori asumiendo la pérdida de producción total, parcial o ninguna, y luego se comparan los valores de probabilidad de las variables de la red. De esta manera se tiene un punto de comparación del comportamiento del sistema en diferentes estados y sobre cual de ellas se deben corregir con inversión sobre la infraestructura eléctrica.

En el primer caso de aplicación, se introducen tres evidencias por separado relacionadas con el estado de producción: sin pérdida, pérdida parcial y pérdida total, y así conocer la probabilidad de estar en un nivel alto de cada uno de los SAGS. En la Figura 4.7 se puede observar que el SAG que tiene mayor incidencia en el comportamiento del sistema es el tipo A, el cual debe tener una probabilidad de ocurrencia menor o igual a 12% para que el sistema de producción no sufra pérdida, y llegar a niveles de 36% para producir una pérdida total, por lo tanto es importante considerar el SAG tipo A como el fenómeno que mas se debe controlar en dicho sistema, es decir controlar sus causas o implementar dispositivos para contrarrestar sus efectos. Por otro lado se observa que la probabilidad de presencia de SAG tipo D, tiene baja incidencia en el estado del sistema de producción. Al realizar este mismo análisis se aplicó al sistema de telecomunicaciones observándose la misma influencia que para el caso del sistema de producción

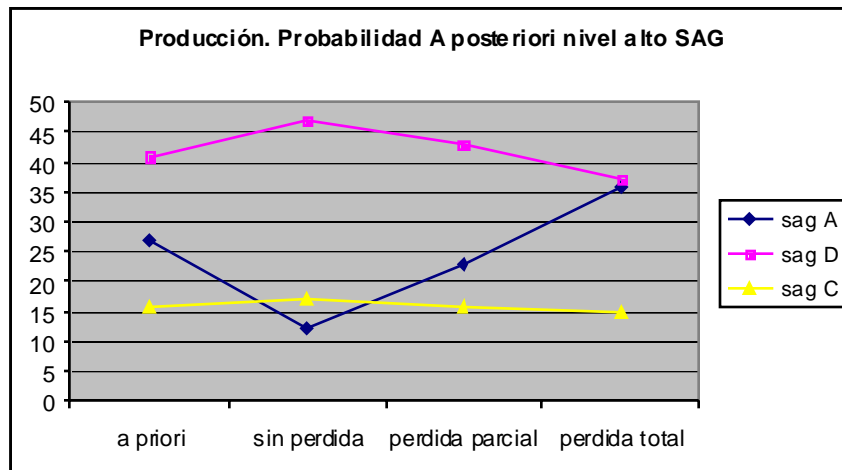


Figura 4.7. Probabilidades a posteriori de los SAG en el sistema de producción

Para analizar el comportamiento del sistema total con respecto al fenómeno del SAG se introduce la evidencia conjunta del estado de ninguna pérdida o pérdida total de los sistemas de telecomunicaciones y de producción, con lo cual se obtiene que el sag tipo A debe tener una probabilidad de ocurrencia del 9% para evitar alguna pérdida en el sistema total y así lograr un alto nivel de seguridad de la instalación, también se obtiene que la pérdida total se da en el caso en el que el sag tipo A tiene una probabilidad de ocurrencia de 45%.

Con el análisis anterior se puede lograr mayor claridad con respecto al tipo de soluciones que se deben aplicar y en donde realmente se debe realizar las inversiones en infraestructura eléctrica.

#### 4.2.2.2. Distorsión armónica en sistemas eléctricos industriales

Los principales generadores de la distorsión armónica de corriente son los equipos basados en electrónica de potencia, como los rectificadores de UPS's, variadores de velocidad y fuentes de modo conmutado, entre otros. Los armónicos se pueden clasificar por su equivalente en secuencia cero, positiva y negativa, dependiendo del número de fases y conexión del rectificador [4.11].

Los armónicos de secuencia cero producidos por equipos monofásicos y sistemas desbalanceados afectan directamente los transformadores que tienen conexión delta en sus devanados, sobrecargar los conductores de neutro y pueden ocasionar el disparo de relés de secuencia cero. Así mismo, los armónicos de secuencia positiva o negativa se producen por

los rectificadores trifásicos y pueden afectar los transformadores por pérdidas excesivas, sobrecargas en conductores y torque oscilante en los generadores y motores [4.12]. Los efectos en los equipos eléctricos y en la infraestructura pueden ocasionar fallas en los equipos electrónicos sensibles, en generadores afectando directamente los procesos productivos y de telecomunicación, y de esta manera se conocerá el estado del sistema de acuerdo con la presencia de distorsión armónica.

La Tabla 4.5 presenta la descripción realizada del fenómeno de la distorsión armónica aplicando el procedimiento propuesto [4.13]. En la Figura 4.8 se observa la red Bayesiana establecida de acuerdo con el planteamiento inicial. Por medio de las TPC entre los nodos que tienen enlace, se establecen los niveles de impacto de cada relación.

Tabla 4.5 Definición de las variables para el fenómeno de la distorsión armónica

Paso	Nodo	Estado
Definir fenómeno, fuentes y categorías	Rectificador monofásico instalado	Alto, medio, bajo
	Rectificador trifásico instalado	Alto, medio, bajo
	Desbalance del sistema	Alto, medio, bajo
	Armónicos secuencia cero	Alto, medio, bajo
	Armónicos secuencia positiva y negativa	Alto, medio, bajo
Definir efectos primarios	Sobrecarga neutro	Voltaje nt, calentamiento
	Sobrecarga trafo	Alto, medio, bajo
	Sobrecarga fase	Alto, medio, bajo
	Torque oscilante	Alto, medio, bajo
Definir efectos secundarios	Falla equipos sensitivos	Alto, medio, bajo
	Falla Transformadores	Alto, medio, bajo
	Falla Generadores	Alto, medio, bajo
	Falla Motores	Alto, medio, bajo
Definir efectos finales	Proceso de telecomunicaciones	Sin efecto, bloqueo, parada
	Proceso de producción	Sin efecto, bloqueo, parada
	CP	Alto, medio, bajo

Suponiendo que la carga instalada en rectificadores monofásicos y trifásicos es baja y que el desbalance es medio la probabilidad de tener un estado de CP alto es 65%, medio 26% y bajo 9%, pero si existe filtro para distorsión armónica con esta misma carga tendremos una CP alta para este SEI.

#### 4.2.2.3. Transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos industriales

Los principales generadores de fenómenos transitorios en los SEI son las descargas atmosféricas, maniobras de bancos de condensadores o de grandes cargas. De acuerdo con la naturaleza de la fuente generadora y del impacto, los fenómenos transitorios se clasifican en impulsivo y en oscilatorio [4.14]. Los transitorios tipo impulso son representativos de las descargas atmosféricas y los oscilatorios de las maniobras con bancos de condensadores o grandes cargas en la red principalmente [4.15]. Los transitorios impulso ocasionan destrucción de los componentes electrónicos y los oscilatorios afectan el normal funcionamiento de los sistemas sensibles. El estado de funcionamiento del proceso de telecomunicaciones depende directamente del daño o desconfiguración de sus equipos. De igual manera ocurre con el sistema de producción y es importante considerar la existencia de protecciones contra este fenómeno, las cuales pueden evitar los efectos directos sobre la infraestructura industrial.

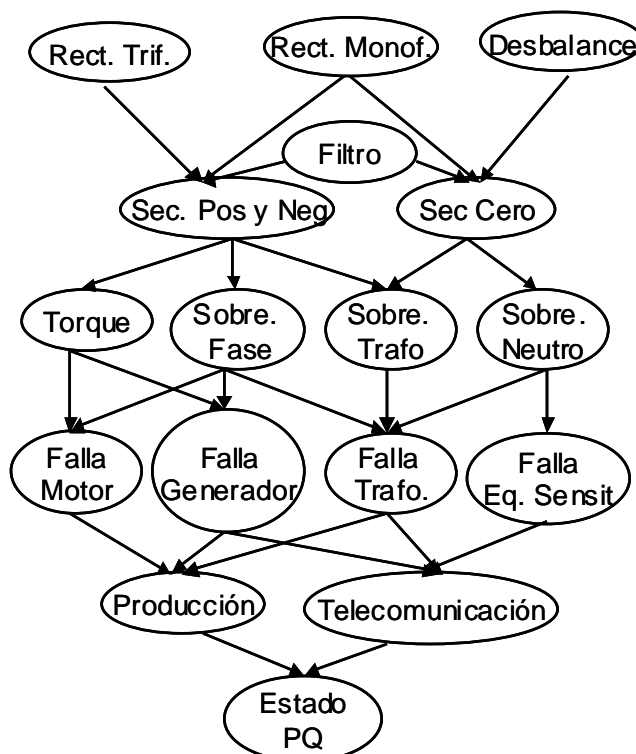


Figura 4.8. Red de Bayesiana para estimar el efecto de la distorsión armónica

Finalmente se logra obtener la probabilidad de estar en un nivel de seguridad dependiendo del estado de los sistemas de telecomunicaciones y de producción. Este valor concuerda con la definición de seguridad propuesta.



La Tabla 4.6 presenta la descripción realizada del fenómeno del transitorio electromagnético aplicando el procedimiento propuesto [4.16]. En la Figura 4.9 se observan la res Bayesiana establecidas de acuerdo con el planteamiento inicial. Por medio de las TPC entre los nodos que tienen enlace, se establecen los niveles de impacto de cada relación.

Suponiendo que se tiene una actividad de descargas atmosféricas alta, media y baja de 75%, 20% y 5%, respectivamente; y que la actividad del banco de condensadores es del 65%, 30% y 5%, respectivamente, la probabilidad de tener un estado de seguridad alto es 72%, medio 17% y bajo 11%.

Tabla 4.6. Definición de las variables para el fenómeno de los transitorios electromagnéticos

Paso	Nodo	Estado
Definir fenómeno, fuentes y categorías	Densidad descargas	Alto, medio, bajo
	Punto de impacto	Directo, cercano, lejano
	Actividad de maniobras	Menor, múltiple, mayos
	Exposición al transitorio	Alto, medio, bajo
	Existe protección contra sobretensiones (SPD)	Si, no
Definir efectos primarios	Daño de equipos	Alto, medio, bajo
	Bloqueo control	Alto, medio, bajo
Definir efectos finales	Proceso de telecomunicaciones	Sin efecto, bloqueo, parada
	Proceso de producción	Sin efecto, bloqueo, parada
	CP	Alto, medio, bajo

Estos resultados pueden variar dramáticamente si incluimos el efecto de las protecciones contra este tipo de fenómenos. En la Tabla 4.7 se pueden observar los resultados comparativos con la inclusión de dichas protecciones. Es notoria la influencia de las protecciones en una instalación de este tipo, ya que los dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias (SPD) reducen 71% el impacto de los diferentes fenómenos transitorios que se presentan .

La selección y ubicación apropiada de las protecciones contra diferentes fenómenos de la CP puede mejorar el nivel de seguridad del sistema eléctrico. Por ejemplo, si se instalan sistemas de protección contra sobretensiones transitorias en el sistema de baja tensión se reduce 47.3% la probabilidad de estar en un estado crítico de operación.

Tabla 4.7 Probabilidades para los estados de la red dependiendo de las protecciones

Sistema	Estado	Probabilidad (%)	
		Con SPD	Sin SPD
Estado PQ	Alta	71.9	0.8
	Media	16.9	40.7
	Baja	11.2	58.5
Telecomunicaciones	Parada	7.6	53.4
	Bloqueo	9.8	25.8
	Normal	82.6	20.8
Producción	Parada	9.5	56.8
	Bloqueo	11.0	25.9
	Normal	79.5	17.3

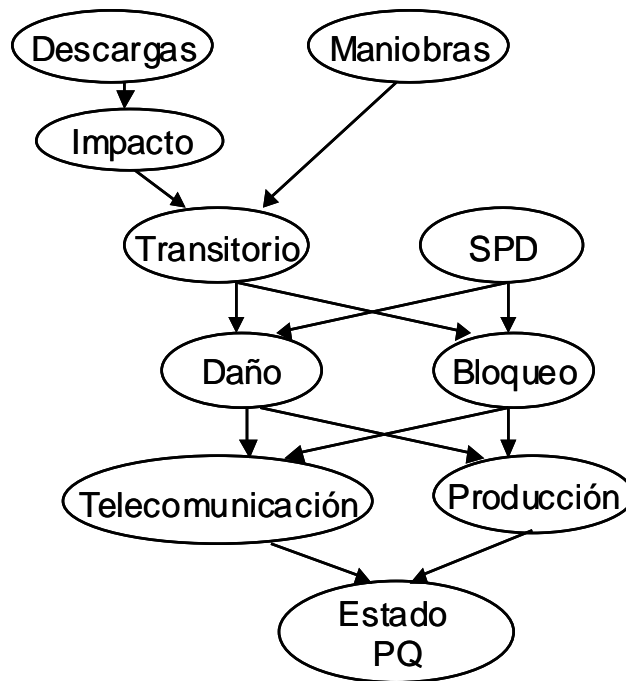


Figura 4.9. Red de Bayesiana para estimar el efecto de los transitorios electromagnéticos

#### 4.2.2.4. Resultados de calidad de la potencia

La Tabla 4.8 presenta las probabilidades de estar en cada uno de los estados de los procesos relacionados con el sistema eléctrico industrial resultantes para cada fenómeno.

Tabla 4.8. Probabilidad para cada estado dependiendo del fenómeno analizado

		SAG	Armónico	Transitorio
Proceso productivo	Total	5.2	0	9.5
	Parcial	31.5	0	11.0
	Ninguna	63.3	100	79.5
Proceso telecomunicación	Total	11.9	0	7.6
	Parcial	21.3	0	9.8
	Ninguna	66.8	100	82.6

Luego de presentar la estructura y resultados de cada uno de los fenómenos de calidad de la potencia analizados se integran en una red de calidad de la potencia total, teniendo en cuenta que la relación entre los procesos productivos y de telecomunicaciones se establece con base en la TPC propuesta para integrar los fenómenos de la calidad de la potencia dado el estado del proceso productivo y de telecomunicaciones.

Con los valores de las dos tablas anteriores obtenemos las probabilidades marginales para los estados de la calidad de la potencia alto 53.9%, medio 35.5% y bajo 10.6% del sistema eléctrico industrial IEEE 493. Es importante anotar que a pesar de tener un alto nivel de disponibilidad y confiabilidad, se estima que la calidad de la potencia no está en este mismo orden, por lo tanto se debe considerar que para este sistema se hace necesario considerar aspectos de diseño importantes que permitan elevar su desempeño desde el punto de vista de la calidad de la potencia. Este resultado debe afectar directamente la percepción de alta disponibilidad que se tiene de este sistema, lo cual es representado en el indicador RPQ propuesto.

#### 4.2.3. CÁLCULO DEL INDICADOR RPQ

Con los resultados obtenidos en la confiabilidad y la calidad de la potencia se integran los resultados en la red Bayesiana final teniendo en cuenta la TPC propuesta para el indicador RPQ, resultando la probabilidad del indicador RPQ como se muestra en la Tabla 4.10. Como es de esperarse la confiabilidad del sistema se reduce notablemente al considerar fenómenos de la CP. Para el barraje principal se aumento la indisponibilidad de 5 minutos a 1.04 horas, con lo cual se comprueba que al incluir el efecto de la calidad de la potencia en la confiabilidad de los sistemas eléctricos industriales es reduce la disponibilidad del sistema.

Tabla 4.10. Comparativo de tiempo fuera de servicio en horas para el sistema IEEE 493

Barraje	Confiabilidad	Indicador RPQ
Generador	0.0317305	0.9914
Principal	0.0822592	1.0419
Mecánico	0.2248171	1.1845
Iluminación	0.0982090	1.0578
Carga no critica	0.1098129	1.0694

### 4.3. APLICACIÓN DEL MODELO DE SECUENCIA DE OPERACIÓN

Como se explicó en el modelo de secuencias de operación se propone establecer los estados de operación del sistema eléctrico industrial a través de una red de Petri aprovechando la relación con el marcado de la red de Petri y además la posibilidad de modelar la incertidumbre de la operación de las protecciones por medio de las transiciones en conflicto [4.17].

Para facilitar la comprensión del modelo representativo del sistema IEEE 493 construyen 2 submodelos que luego se integran en la red de Petri. El primer submodelo representa un sistema de distribución con dos circuitos ramales, equivalentes a los circuitos de alimentación de los barrajes de cargas mecánicas y de UPS's respectivamente. El segundo representa el sistema de transferencia automática con las plantas diesel en el barraje en el barraje principal A.

#### 4.3.1. CIRCUITOS RAMALES

Este sistema está compuesto por un sistema de protección primaria por cada circuito de distribución y una protección secundaria común para los tres circuitos ramales como el de la Figura 4.10. Cuando se presenta un cortocircuito en algún circuito ramal debe operar la protección primaria respectiva y en caso contrario la protección secundaria, la cual implicaría una interrupción total para los tres circuitos. En caso de no operar la protección secundaria el sistema caerá en inseguridad total.

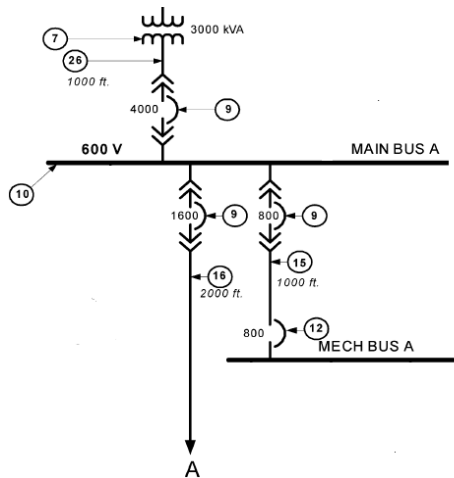


Figura 4.10 Diagrama Unifilar para los circuitos ramales del sistema IEEE 493. [4.2]

De acuerdo con el modelo propuesto para el caso de las secuencias de operación es necesario definir los estados de operación (lugares) y transiciones posibles ante la presencia de un cortocircuito en alguna de las secciones y luego construir y simular la red de Petri correspondiente. Con estos resultados se calculan las probabilidades de los estados de operación del sistema eléctrico industrial.

En las Tablas 4.11 y 4.12 se pueden apreciar los lugares y transiciones propuestas para este subsistema. En las Figuras 4.11 y 4.12 se observan la red de Petri y su diagrama de cobertura, respectivamente, construidos con el *Petri Net Toolbox* de Matlab® [4.18]. a partir de los cuales es posible identificar las transiciones y lugares relacionados con los estados de operación del sistema.

Tabla 4.11. Lugares de la red de Petri para el subsistema de los circuitos ramales

Lugares	Descripción
P1	Estado Normal
P2	Falla del sistema entre el barraje Principal A y el barraje de UPS
P3	Falla del sistema entre el barraje principal A y el barraje de cargas mecánicas
P4- Emerg	Falla del sistema entre la subestación y el barraje principal A. Estado de Emergencia debido a la no operación de las protecciones primarias
P5	La protección primaria del Barraje A disponible
P6	Estado de alerta. Falla aislada por la protección principal.
P7	La protección del barraje de cargas mecánicas disponible
P8	Estado de Alerta. Falla aislada por la protección del barraje de cargas mecánicas
P9	La protection secundaria disponible
P10- extreme	Estado de emergencia extrema debido a la no operación de la protección principal
P11	Estado de emergencia. Falla aislada por protección secundaria
P12	Estado restaurativo. Reparación en el barraje UPS
P13	Estado restaurativo. Reparación en el barraje principal A
P14	Estado restaurativo. Reparación en el barraje de carga mecánica

Tabla 4.12. Transiciones de la red de Petri para el subsistema de los circuitos ramales

Transición	Description
T1	Ocorre falla en el circuito UPS
T2	Ocorre falla en el circuito de carga mecánica
T3	Protección primaria del circuito UPS opera
T4	Protección primaria del circuito carga mecánica opera
T5	Protección primaria del circuito UPS cierra
T6	Protección primaria del circuito carga mecánica cierra
T7	Protección primaria del circuito UPS no opera
T8	Protección primaria del circuito carga mecánica no opera
T9	Ocorre falla en el circuito principal A
T10	Protección primaria circuito principal opera
T11	Protección primaria circuito principal no opera
T12	Protección primaria circuito principal cierra
T13	Operación manual de la protección carga mecánica
T14	Operación manual de la protección UPS
T15	Operación manual de la protección principal
T16	Falla eliminada entre el barraje principal y el circuito UPS
T17	Falla eliminada entre la subestación y el barraje principal
T18	Falla eliminada entre el barraje principal y el circuito carga mecánica

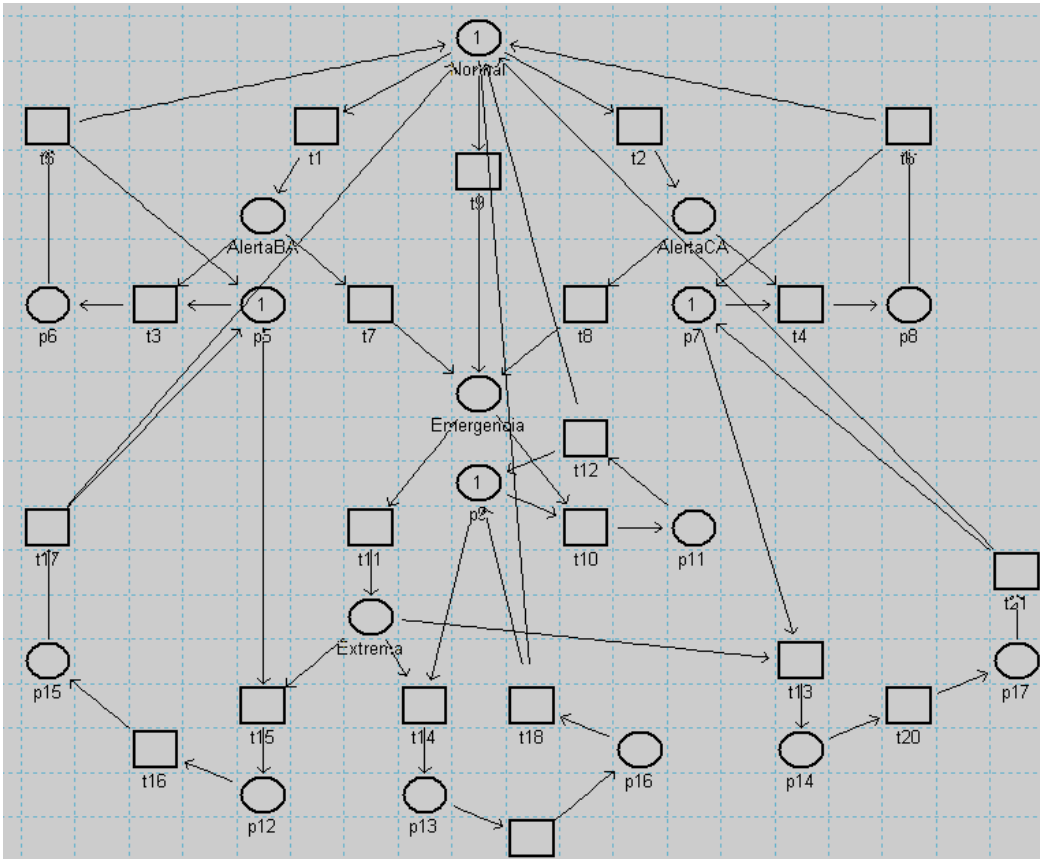


Figura 4.11 Red de Petri para los circuitos ramales del sistema IEEE 493

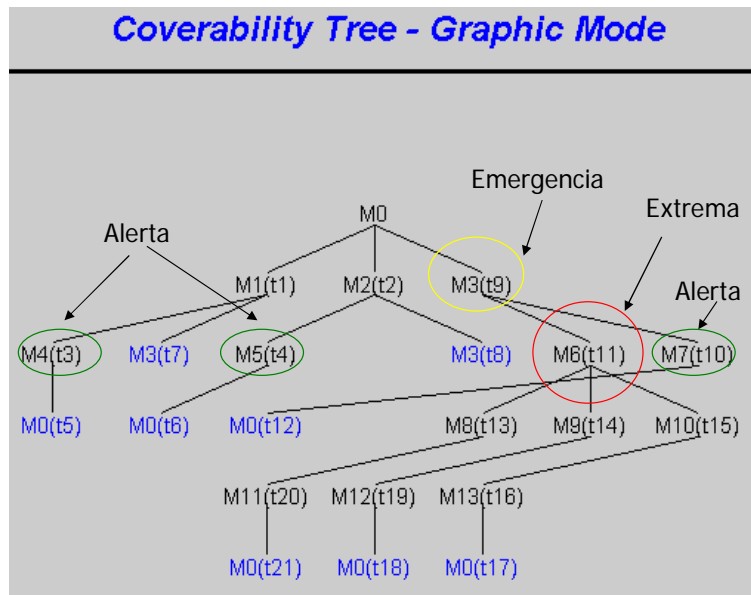


Figura 4.12 Árbol de cobertura de la Red de Petri para los circuitos ramales del sistema IEEE 493



Con lo anterior se realiza una simulación de 100.000 casos de cortocircuito para establecer la probabilidad para cada uno de los estados de operación y así contar con un indicador de seguridad (RS) el cual nos da la probabilidad de llegar a un estado de extrema emergencia debido a una falla de cortocircuito en el sistema. En la Figura 4.13 se aprecia el resultado para el caso de los circuitos ramales. Según la simulación existe una probabilidad de 1,87% de llegar a un estado de extrema emergencia cuando ocurra una falla de cortocircuito.

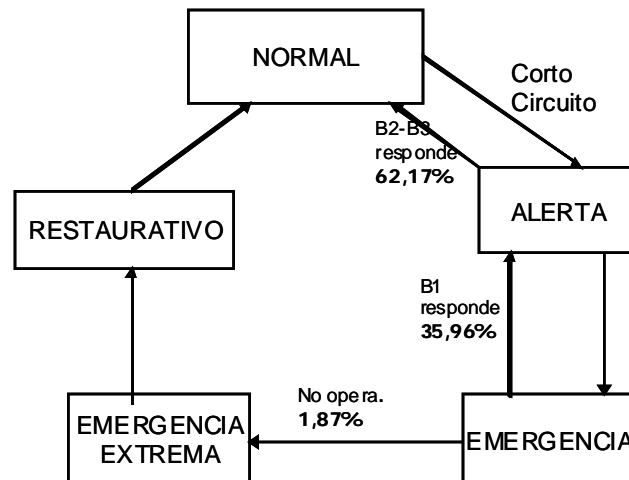


Figura 4.13 Estados de operación para los circuitos ramales del sistema IEEE 493

#### 4.3.2. TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA

El sistema de transferencia responde de acuerdo con la disponibilidad de voltaje entre las fuentes de suministro. Cuando ocurre un corte de energía en la red primaria este dispositivo envía una señal de encendido a los generadores diesel y luego transfiere la carga a estos cuando entreguen el voltaje y frecuencia nominal para el sistema. Cuando la fuente primaria retorna la transferencia envía una señal de apagado a los generadores diesel y transfiere la carga al sistema primario, tal como se puede observar en la Figura 4.14.

Las Tablas 4.13 y 4.14 enumeran los lugares y transiciones propuestas para este subsistema. La Figura 4.15 muestra la red de Petri construida con el *Petri Net Toolbox* de Matlab® [4.18], con la cual se identifican las transiciones y lugares relacionados con los estados de operación del sistema. En este caso el evento por analizar es el corte de energía y la respuesta del sistema de transferencia.

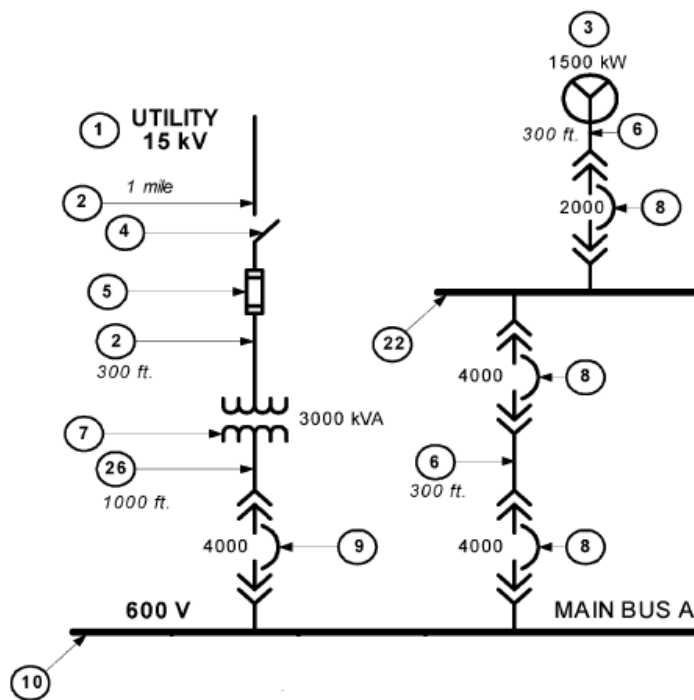


Figura 4.14 Diagrama Unifilar de la transferencia automática del sistema IEEE 493. [4.2]

Tabla 4.13. Lugares de la red de Petri para el subsistema de los circuitos ramales

Lugar	Descripción
P1-R1	Estado normal. Sistema en Red primaria
P2-G1S	Generador Diesel disponible
P3-SR1	Estado de Alerta. Salida de red primaria
P4-TR	Sistema de transferencia disponible
P5-G1S1	Estado de emergencia. Generador arrancando
P6-STR1	Extrema emergencia. Transferencia no disponible
P7-STR2	Extrema emergencia. Transferencia no opera
P8-G1	Estado normal. Sistema con generador diesel
P9-SG1	Extrema emergencia. Generador diesel no arranca
P10-SG2	Extrema emergencia. Falla en generador diesel
P11-R1S	Estado de emergencia. Red primaria arrancando

Tabla 4.12. Transiciones de la red de Petri para el subsistema de los circuitos ramales

Lugar	Descripción
T1	Corte de energía en red primaria
T2	Transferencia opera al ser demandado
T3	Transferencia no opera al ser demandado
T4	Transferencia fuera de servicio. Mantenimiento correctivo
T5	Transferencia reparada
T6	Generador diesel arranca
T7	Generador diesel no arranca
T8	Red primaria retorna
T9	Transferencia retoma sobre red primaria
T10	Generador diesel falla
T11	Generador diesel reparado
T12	Generador diesel reparado
T13	Transferencia reparado

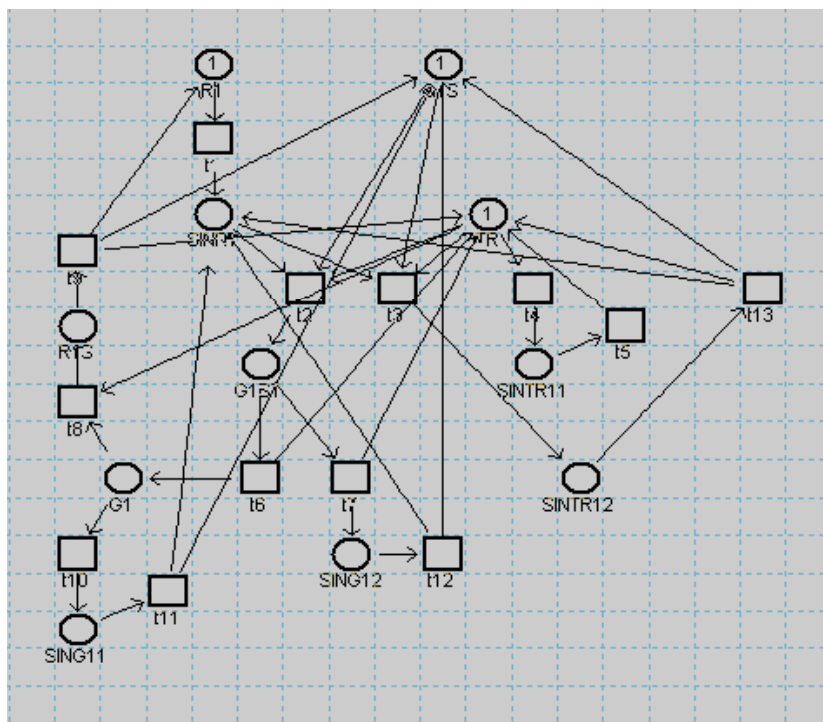


Figura 4.15 Red de Petri para el sistema de transferencia automática del sistema IEEE

Se observan *tokens* en los estados normales de red, generador y transferencia. En el momento de la transición t1, o corte de energía, el token de red normal pasa a estado de red sin energía y aparece la transición en conflicto t2 y t3, la cual dependen de la disponibilidad del generador y la transferencia, y por lo tanto lleva al estado de operando con generador o al estado sin transferencia. El sistema operando con generador permanece allí hasta que retorne la energía de red normal o se presente un daño en el generador. Este último estado y sin transferencia retornan la transferencia al estado normal de generador y transferencia cuando estas sean reparadas, pero mientras tanto el sistema se encuentra sin energía.

Teniendo en cuenta la descripción del sistema, se tiene que el sistema se encuentra en estado de alerta cuando se presenta el corte de energía y sistema de transferencia trabajo adecuadamente. El sistema se encuentra en estado de emergencia cuando el generador está en proceso de arranque o apagado. El sistema cae en estado de extrema emergencia cuando la transferencia automática o el generador fallan al ser solicitados ante un corte de energía.

Las transiciones en conflicto para este caso están representadas en la operación de la transferencia automática y para la falla del generador cuando este se encuentra en operación. Para este caso se simularon 100.000 eventos de corte de energía y los resultados se pueden observar en la Figura 4.16. Se puede llegar a un estado de extrema emergencia con una probabilidad del 5.02%.

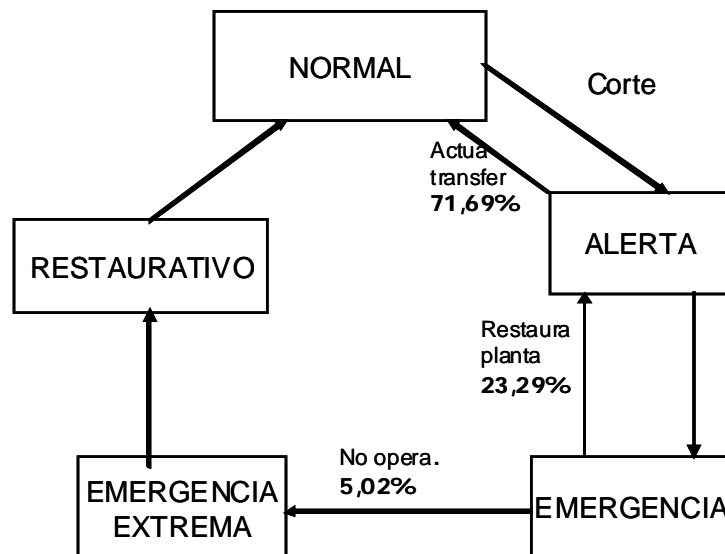


Figura 4.16 Estados de operación para el sistema de transferencia del sistema IEEE 493

### 4.3.3. SISTEMA TOTAL

Con las redes de Petri planteadas en las secciones anteriores se construye la red total tomando como base el diagrama de conexión esquemático de la Figura 4.17. Con la red de Petri total de la Figura 4.18 se pueden realizar los cálculos para las probabilidades para los estados de operación que se presentan en la Figura 4.19

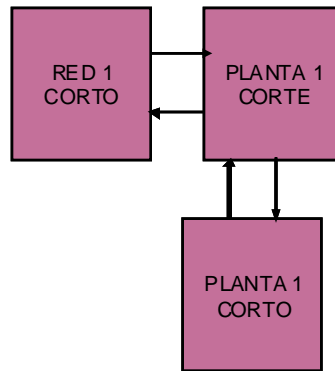


Figura 4.17 Esquemático de la red de Petri para el sistema IEEE 493.

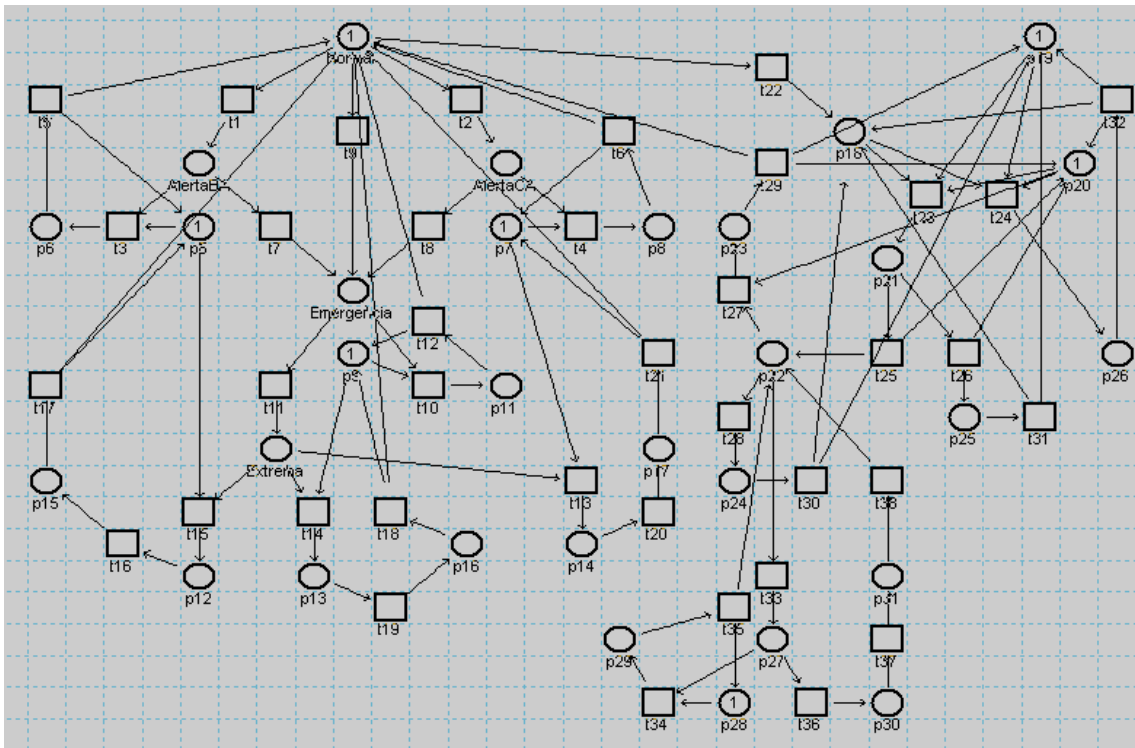


Figura 4.18 Red de Petri para el sistema IEEE 493. [4.17]

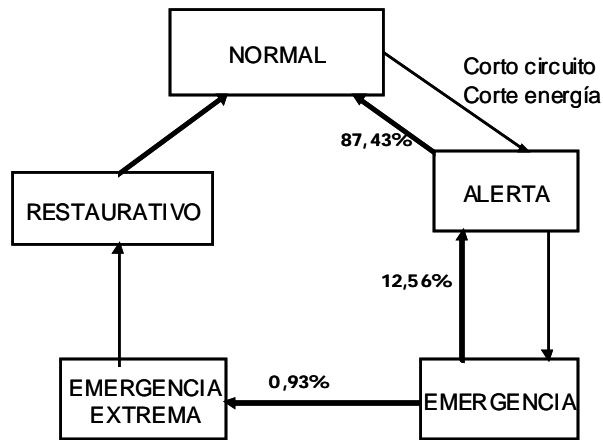


Figura 4.19. Probabilidades de los estados operacionales para el sistema IEEE 493

Por lo tanto al considerar la dinámica del sistema y la respuesta de los componentes de protección se establece que el sistema eléctrico pasa a una emergencia extrema en el 0.93% de los casos en los cuales ocurre un fallo de cortocircuito y el 12.6% de los casos de emergencia son restaurados en condiciones normales de operación de las protecciones secundarias [4.17].

Es importante analizar que el sistema IEEE 493 tiene elevados indicadores de disponibilidad según la Tabla 4.3 pero tiene una probabilidad de 0.93% de llegar a un estado de operación inseguro cuando se presentan fallas de corto circuito o cortes de energía. Con este indicador podemos encontrar sistemas eléctricos confiables pero inseguros con lo cual se pueden evaluar las vulnerabilidades del sistema y proponer soluciones para minimizar su impacto.

#### 4.4. BIBLIOGRAFÍA CAPÍTULO 4

- [4.1] D.O. Koval, X. Zhang, J. Prost, T. Coyle, R.G. Arno, R. Hale, “Reliability methodologies applied to the IEEE Gold Book standard network”, *IEEE Industry Applications Magazine*, Vol. 9, no.1, pp. 32-41, Jan 2003.
- [4.2] J. Dong, D.O. Koval, M.J. Zuo, “Impact of Circuit Breaker Failure Modes on the Reliability of the Gold Book Standard Network”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 41, no.5, pp. 1323-1328, Sep/Oct 2005.
- [4.3] *IEEE Gold Book, IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*, IEEE std. 493-1997.
- [4.4] K. Murphy, "The Bayes Net Toolbox for Matlab," *Computing Science and Statistics*, vol 33 [Online]. pp. 1-20. Available: <http://citeseer.ist.psu.edu/murphy01bayes.html>
- [4.5] T. Coyle, R.G. Arno, P.S. Hale, Jr., «Application of the Minimal Cut Set Reliability Analysis Methodology to the Gold Book Standard Network,” in *IEEE Industrial and Commercial Power Systems Tech. Conf.*, 2002, pp. 82-93.
- [4.6] W. Wang, J. M. Loman, R.G. Arno, P. Vassiliou, E.R. Furlong and D. Ogden, "Reliability block diagram simulation techniques applied to the IEEE std. 493 Standard Network" *IEEE Trans. Industry Applications*, Vol. 40, no. 3, pp. 887-955, May/Jun. 2004.
- [4.7] G.A. Ramos, A. Torres, J.P. Rognon, M.A. Rios, “Reliability and Security of Electrical Industrial Systems Using Probabilistic Networks”, In proc *IASTED, International Conference on Power and Energy Systems EUROPE 2007*, Palma de Mallorca- Spain, Aug 2007.
- [4.8] *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, IEEE Standard 1159-1995.
- [4.9] M.H. Bollen, “Characterisation of Voltage Sags Experienced by Three-Phase Adjustable-Speed Drives”, *IEEE Trans. On Power Delivery*, vol. 12, No 4, pp. 1666-1671, October 1997.
- [4.10] G.A. Ramos, A. Torres, J.P. Rognon, “Industrial Power System Security Using Bayes Networks”, *III International Symposium on Power Quality-SICEL*, Bogotá-Colombia, Nov. 2005.
- [4.11] *IEEE Recommended Practice for Control Harmonics in Power Systems*, IEEE Standard 519-1992.

- [4.12] G.W. Massey, "Power Distribution System Design for Operation Under Nonsinusoidal Load Conditions", *IEEE Trans. Industry Applications*, Vol. 31, no. 3, pp. 513-519, May/June 1995.
- [4.13] G.A. Ramos, A. Torres, M. Rios, "Industrial Electric Systems Analysis using Probabilistic Networks", *IEEE Latin America Transaction*, En revisión.
- [4.14] *IEEE Recommended Practice for Surge Voltage in Low-Voltage AC Power Circuits*, IEEE Standard C.62.41-1991.
- [4.15] T. Tominaga, N. Kuwabara, J. Kato, A. Ramli, A. Halim, H. Ahmad, "Characteristics of Lightning Surge Induced in Telecommunication Center in Tropical Area", *IEEE Trans. Electromagnetic Compatibility*, Vol. 45, no. 1, pp. 82-91, Feb. 2003.
- [4.16] G.A. Ramos, A. Torres, J.P. Rognon, "Reliability Analysis of Industrial Electrical Systems Using Bayesian Networks Considering Power Quality and Security Characteristics Applied to the IEEE 493 Standard Network", *IEEE Latin America Transaction*, Vol. 5, No. 8, Dec. 2007.
- [4.17] G.A. Ramos, A. Torres, J.P. Rognon, M.A. Rios, "Industrial Power System Security Using Petri Nets", *International Review of Electrical Engineering*, Vol. 2, No. 4, pp. 515-522, July-Aug 2007.
- [4.18] M.H. Matcovschi, C. Lefter, C. Mahulea, O. Pastravanu, Petri Net Toolbox for MATLAB in Web Analysis and Design of Discret-Event Systems, *Proc. 16<sup>th</sup> International Federation of Automatic Control World Congress*, pp. 1-6, Prague, 2005.



## 5. CONCLUSIONES

### 5.1. VALIDACIÓN DE LAS HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN

Se han comprobado las hipótesis de investigación ya que se ha desarrollado una metodología que permite establecer dos modelos con redes probabilísticas. En el primer modelo se establece el indicador de calidad de la potencia y confiabilidad RPQ por medio de relaciones causa efecto con redes Bayesianas. En el segundo modelo se establece el indicador de confiabilidad y seguridad RS por medio de relaciones de secuencia de operación del sistema con redes de Petri. Estos indicadores son flexibles y basados en las necesidades de los usuarios industriales y en los cuales se tiene en cuenta las características importantes de diseño y operación de los sistemas eléctricos industriales.

Con base en el análisis de la problemática en el ámbito mundial se propone una definición integrada del concepto SQRA.

### 5.2. CONCLUSIONES SOBRE LA METODOLOGÍA

Se han presentado modelos alternativos para los cuales se puedan incorporar al análisis de confiabilidad situaciones que no obedecen sólo a la tasa de fallas de los componentes sino a la operación misma del sistema, tales como la vulnerabilidad, fragilidad y seguridad de manera simple e intuitiva.

Uno de los aportes más relevantes de esta investigación al estado del arte en el análisis de sistemas eléctricos industriales radica en incluir la calidad de la potencia como causa de los problemas de seguridad y confiabilidad, y en la posibilidad de identificar fallas escondidas o de secuencias como causas de las fallas en los sistemas de potencia ya que hasta ahora el análisis de sistemas eléctricos industriales se hace con modelos que obedecen a procesos de Poisson. Por lo tanto es posible conocer tanto el impacto en la disponibilidad como la probabilidad de llegar a un estado de operación crítico para el sistema eléctrico industrial.

Con las técnicas empleadas es posible establecer nuevos indicadores de disponibilidad de los SEI, los cuales complementan su análisis. La metodología de RB permite integrar de manera práctica e intuitiva los conceptos de C y CP y de esta manera incorporar fallas ocultas y fenómenos que no obedecen a procesos de Poisson incluyendo la relación causa-efecto de los fenómenos de la CP en el funcionamiento de los SEI expresándolos en forma de disponibilidad del sistema y su impacto en los usuarios, la cual depende de los sistemas de telecomunicación y producción.

### 5.3. CONCLUSIONES SOBRE EL MODELO BAYES

Con el desarrollo de la presente investigación se ha observado la gran utilidad de las redes Bayesianas para establecer relaciones causales que permitan estimar el comportamiento de los sistemas eléctricos ante eventos que implican un cambio de estado de sus variables en las cuales existe incertidumbre.

La red Bayesiana construida permite establecer la incidencia de las variables que la componen en el resultado final con la ayuda de evidencia incorporada, además es posible establecer el cambio de la creencia sobre las principales causas de daños de dispositivos y hacia donde dirigir las inversiones en las soluciones para reducir el riesgo del daño del componente. A través de la presente investigación se ha observado la gran utilidad de las redes Bayesianas para establecer relaciones causales que permitan estimar el nivel de seguridad de los sistemas industriales. El modelo facilita realizar estudios de las relaciones causales entre variables eléctricas, incorporando aprendizaje al caso específico bajo análisis.

La red Bayesiana construida permite establecer la incidencia de las variables que la componen en el resultado final con la ayuda de evidencia incorporada. Para el caso industrial analizado se pudo constatar la influencia de los fenómenos de la calidad de la potencia en el correcto funcionamiento de los sistemas industriales, así como hacia que elemento o subsistema dirigir las inversiones en infraestructura eléctrica para reducir el riesgo de la operación general.

A través de esta investigación se ha podido comprobar la efectividad de la aplicación de las redes Bayesianas en el análisis de confiabilidad de los SEI, ya que permiten reflejar la influencia de los fenómenos de CP en la seguridad de los SEI, la cual depende de la disponibilidad de los sistemas de telecomunicación y producción, considerando el fenómeno de los transitorios electromagnéticos.

Las redes Bayesianas permiten su construcción de manera intuitiva, incluir evidencia sobre el comportamiento del sistema eléctrico, realizar aprendizaje de la experiencia y de la información imprecisa e incierta y analizar la situación de tomas de decisiones.

#### 5.4. CONCLUSIONES SOBRE EL MODELO PETRI

Se plantea un modelo para representar el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos, con el fin de obtener indicadores de su nivel de seguridad, empleado los conceptos de estados de operación de un sistema eléctrico y de las redes de Petri. Dicha metodología es aplicable a diversos sistemas eléctricos en donde es necesario representar concurrencia en los eventos y paralelismo en la operación de los sistemas de protección en donde se conoce la secuencia de operación pero existe incertidumbre sobre la reacción del sistema ante la presencia del evento.

Con el modelo de con red de Petri es posible identificar cuando un SEI confiable y disponible puede llegar a ser inseguro y observar la evolución de la confiabilidad del sistema. Además permite evaluar las causas y vulnerabilidad del SEI durante su operación y proponer las posibles soluciones tales como redundancias, respaldos locales y/o cambios en la topología del sistema.

Las redes de Petri son útiles para calcular el indicador de seguridad RS para los sistemas eléctricos industriales teniendo en cuenta las fallas ocultas y las de secuencia de operación. Por lo anterior las probabilidades de estar en un estado de operación complementan el análisis de confiabilidad tradicional

Las redes de Petri permiten establecer los niveles de seguridad de los sistemas eléctricos industriales con base en las transiciones entre estados de operación. Estas redes facilitan el análisis del problema a pesar de la existencia de numerosos estados de operación y que sus tiempos de transición no sean variables exponenciales.

Las redes de Petri representan situaciones en las que se tomas decisiones en el funcionamiento de una secuencia de operación o en las que exista incertidumbre a cerca de la respuesta de los componentes ante cambios de los estados de operación del sistema. Las redes de Petri permiten entrar en detalle a cerca de la lógica y paralelismo de la operación de los sistemas de protección y así validar la estrategia de control de dichos sistemas.

## 5.5. TRABAJO FUTURO

Con los modelos desarrollados a través de esta investigación se puede realizar el análisis de seguridad de los sistemas eléctricos industriales considerando eventos que implican incertidumbre en la respuesta del sistema o la secuencia de operación, lo cual abre un espacio importante tanto a la comunidad científica como a la profesional para su aplicación y mejoramiento en sistemas reales.

En trabajos futuros partiendo de los resultados obtenidos en la investigación sobre redes Bayesianas es posible aumentar el nivel de aprendizaje de los sistemas por medio de diferentes planteamientos entre los cuales se pueden considerar:

- Aprendizaje de la estructura: A partir de datos disponibles de las variables del problema aplicar algoritmos que permitan establecer la estructura óptima de la red, es decir, cuales deben ser las relaciones causa-efecto entre las variables.
- Aplicación de redes neuro-difusas: Incorporar el conocimiento previo en forma de red de creencia y luego en una red neuronal, que pueda tener las ventajas del razonamiento difuso [5.1].
- Desarrollo de técnicas híbridas entre redes bayesianas y algoritmos genéticos [5.2] o colonias de hormigas [5.3]
- Se pueden plantear redes de Petri que ayudan a alimentar las probabilidades condicionales de las redes Bayesianas planteadas para el indicador PQR.

Con el modelo de secuencias de operación se pueden comenzar a desarrollar planteamientos en donde se conjuguen las transiciones en conflicto con las tasas de falla de los componentes de sistema con el fin de complementar los análisis de confiabilidad de los sistemas eléctricos industriales.

## BIBLIOGRAFÍA CAPÍTULO 5

[5.1] P. Antal, G. Fannes, D. Timmerman, Y Moreau, B. De Moor. “Bayesian Applications of Belief Networks and Multilayer Perceptrons for Ovarian Tumor Classification with Rejection”. *Artificial Intelligence in Medicine*, vol 29. pp 39-60, 2003.

[5.2] E.S. Gelsema. “Diagnostic Reasoning Based on a Genetic Algorithm Operating in a Bayesian Belief Network”. *Pattern Recognition Letter*, Vol 17, pp 1047-1055, 1996.

[5.3] L.M. Campos, J.M. Fernandez, J. Gamez, J. Puerta. “Ant Colony Optimization for Learning Bayesian Networks”. *International Journal of Approximate Reasoning*. Vol 31, pp 291-311, 2002.

## A. Anexos

La posibilidad de incluir el aprendizaje de manera objetivo o subjetiva, hace de las redes Bayesianas una herramienta valiosa para desarrollar conocimiento basada en la experiencia y en los expertos. El aprendizaje, el conocimiento de expertos y el manejo de bases de datos pueden ser usados para establecer y adaptar su estructura y parámetros, sobre la base de experiencia pasada y actual. El problema es caracterizado por tres aspectos principales: Relaciones causa-efecto, incertidumbre y capitalización del conocimiento de expertos y de los datos de la experiencia.

### 1) Redes Bayesianas

La red Bayesiana es un grafo acíclico orientado  $G, G= (V, E)$ , en el cual  $V$  representa un conjunto de nodos de  $G$  que pueden ser variables aleatorias y  $E$  un conjunto de arcos de  $G$  que muestran las influencias probabilísticas entre estas variables. Dicha red se representa en un espacio probabilística finito  $((, Z, p)$  con un conjunto de variables aleatorias asociadas a los nodos del grafo tal que,  $p(V1, V2, \dots, Vn)=(p(Vi/c(Vi)))$ , donde  $c(Vi)$  es el conjunto de causas o padres de  $Vi$  en el grafo  $G$ .

La solución de la red es posible con la aplicación del teorema de Bayes.

$$P(A|B) = \frac{P(A, B)}{P(B)} = \frac{P(A) \cdot P(B|A)}{P(B)} \quad (A.1)$$

Donde  $A$  es la causa y  $B$  el efecto. Por medio de este teorema podemos establecer las probabilidades de un evento cuando está contenido en una serie de causas.

La red Bayesiana representa un modelo probabilístico completo del sistema ya que, la distribución de probabilidad conjunta de cualquier estado elemental del sistema puede ser derivado usando las distribuciones de probabilidad condicional. Es importante considerar que la probabilidad emplea la noción subjetivista de la creencia.

El conocimiento que se tiene de una causa determina el conocimiento del efecto, esta relación puede ser estricta o una simple influencia. En el primer caso teniendo certeza de que la causa es verdadera se puede deducir el efecto con certitud, mientras que en el segundo caso se modifica la opinión que se tenga sobre el efecto, sin poder afirmar si es verdadero o falso. La información además puede circular en el sentido efecto-causa.

La representación de una red Bayesiana de un dominio probabilístico facilita además la actualización de probabilidades provenientes del nuevo conocimiento. Basado en las

probabilidades a posteriori se puede razonar a cerca de causas y/o efectos de los factores observados, y por lo tanto ser aplicado como una herramienta de diagnóstico y análisis predictivo.

Por medio de las redes Bayesianas es posible hacer representaciones probabilísticas sobre la relación de variables de un sistema eléctrico y de esta manera obtener indicadores de su comportamiento. Algunas de las ventajas que presentan las redes Bayesianas en el análisis de sistemas eléctricos [A.1]:

Su construcción es simple e intuitiva, el modelo resultante puede ser basado en la topología real del sistema.

Permite incorporar la incertidumbre y la dependencia de las variables del problema bajo análisis.

Capacidad de monitorear la probabilidad de cualquier variable del sistema.

Propagación de información probabilística en la red, con la cual es factible realizar múltiples análisis e incorporar al análisis de riesgo.

La red de Bayes puede ayudar a responder inquietudes sobre posibles estados del sistema relacionados con la configuración, causas de las contingencias y distribución de probabilidad de fallas de partes del sistema, entre otras.

## 2) *Aprendizaje en Redes Bayesianas*

En las redes Bayesianas se puede presentar aprendizaje de dos clases: De los parámetros y de la estructura. En el primer caso se tiene una estructura fija y se requiere determinar las probabilidades condicionales de los nodos de la red. El cálculo de dichas probabilidades se puede adquirir del aprendizaje a partir de datos completos o incompletos (algoritmo EM) o por la adquisición de conocimiento de expertos (elicitación de expertos). Cabe anotar que en el aprendizaje en redes Bayesianas se utiliza el enfoque frecuentista de la probabilidad.

En el aprendizaje de los datos se aplica principalmente la distribución a priori de Dirichlet [A.2]:

$$P(\theta) = \lambda \theta^\alpha (1 - \theta)^\beta \quad (\text{A.2})$$

Pues la distribución a posteriori es nuevamente una distribución Dirichlet,

$$P(\theta / X(p, f)) = k \theta^{p+\alpha} (1 - \theta)^{f+\beta} \quad (\text{A.3})$$

Y la esperanza matemática de  $\theta$  es:

$$E(\theta) = \frac{p + \alpha}{p + f + \alpha + \beta} \quad (\text{A.4})$$

La escogencia de los parámetros iniciales se realiza con base en consideraciones de la varianza de Dirichlet, los cuales permiten estabilizar la estimación de parámetros en el caso de pocos o escasos datos. Luego de un gran número de ensayos, la esperanza queda:

$$E(\theta) = \frac{P}{p + f} \quad (\text{A.5})$$

El algoritmo EM (estimación-maximización) es útil para el aprendizaje paramétrico. Este algoritmo trata de encontrar los parámetros de la red (distribuciones de probabilidad condicional) de datos observados aún cuando estos están incompletos.

Si la red Bayesiana está constituida por los nodos discretos ( $X_1, X_2, \dots, X_n$ ) y tenemos una base de datos  $D$  constituida por la medida de cada nodo en un cierto muestreo  $N$ , los padres  $C_i$  con un número de estados  $j$  y una estructura constituida  $B_s$ .

Siendo  $\theta_{ijk}$  la probabilidad que  $X_i$  este en el estado  $k$ , condicionalmente al hecho que el conjunto de sus padres este en el estado  $j$ , estas probabilidades son independientes entre ellos, se tiene que el valor esperado de la relación condicional es:

$$E(\theta_{ijk} / D, B_s) = \frac{N_{ijk} + \alpha_{ijk}}{N_{ij} + \alpha_{ij}} \quad (\text{A.6})$$

Con  $N_{ijk}$ : Número de datos en la base, tal que  $X_i$  está en el estado  $k$  y entonces sus padres en  $j$ .

Con  $N_{ij}$ : Número de datos tal que los padres de  $x_i$  están en  $j$ , independientemente del estado del nodo.

$$N_{ij} = \sum_{k=1}^n N_{ijk} \quad (\text{A.7})$$

Los valores retenidos son similares a las frecuencias relativas en la base.



Para ilustrar esta última parte del planteamiento, consideremos una pequeña red configurada por un nodo padre y dos nodos hijo A, B y C, respectivamente, como se observa en la Figura A.1. Conocemos la relación causal entre las variables del problema, pero no conocemos las probabilidades condicionales entre las variables.

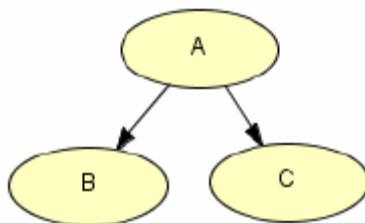


Figura A.1 Red aplicación algoritmo EM

En este caso contamos con datos suministrados sobre el comportamiento de estas variables, cada una de ellas puede tener dos estados. Dicho comportamiento se presenta en la Tabla A.1.

Tabla A.1. Datos para aprendizaje red Figura A.1.

C, B, A
State 2, State 1, State 2
State 1, State 2, State 1
State 1, State 1, State 1
State 1, State 1, State 2
State 1, State 1, State 2
State 2, State 2, State 2
State 1, State 2, State 2
State 2, State 2, State 2
State 1, State 1, State 1
State 2, State 1, State 2

Los primeros valores de las probabilidades se obtienen al contabilizar los estados de las variables, resultando:

$$P(A=a1)=3/10$$

$$P(A=a2)=7/10$$

$$P(B=b1/A=a1)=2/3$$

$$P(B=b1/A=a2)=4/7$$

Y así sucesivamente se obtienen todos los valores de probabilidades condicionales. El valor de las probabilidades marginales se logra a partir de las probabilidades condicionales de la red así:

$$P(B=b1)=P(B=b1/A=a1)*P(A=a1)+ (B=b1/A=a2)*P(A=a2)=6/10$$

Los valores calculados se aprecian en la Tabla A.2 y serán corroborados con la ayuda de software en la siguiente sección. Cabe anotar que otra variante para este tipo de aprendizaje, se puede dar al realizar simulaciones de Montecarlo para el estado de las variables, y luego incorporar los resultados de dicha simulación para el cálculo de las probabilidades condicionales.

Para el aprendizaje de los expertos se pueden aplicar el método de elicitación. Primero se define la estructura cualitativa, es decir establecer las relaciones causales preguntando al experto que variables tienen influencia en el tema de investigación o cuales son influenciadas.

El proceso se repite hasta definir todas las posibles variables en el problema bajo análisis y sus relaciones causales. A partir de la red construida, procedemos a cuantificar sus probabilidades condicionales. Existen dos métodos conocidos como Noisy-or Gates y escala de probabilidad.

Tabla A.2. Probabilidades según datos Tabla A.1.

	A=a1	A=a2
p(A)	3/10	7/10

p(B/A)	A=a1	A=a2
B=b1	2/3	4/7
B=b2	1/3	3/7

p(C/A)	A=a1	A=a2
C=c1	1	3/7
C=c2	0	4/7

	B=b1	B=b2
p(B)	3/5	2/5

	C=c1	C=c2
p(C)	3/5	2/5

En el primero se emplea para cuantificar relaciones entre n causas (Xi) y un efecto (Y), en donde se deben cumplir dos condiciones:

- Cada causa xi tiene una probabilidad pi de ser suficiente para producir el efecto Y en ausencia de las otras causas.
- Esta habilidad de ser suficiente para causar el efecto Y es independiente de las otras causas.

Para el método con la escala de probabilidad se presenta un equivalente numérico para facilitar la labor al experto al determinar las probabilidades, esta tabla puede estar acompañada de una serie de preguntas sobre las relaciones causales en la red. Una de las escalas más empleadas se puede observar en la Figura A.2.

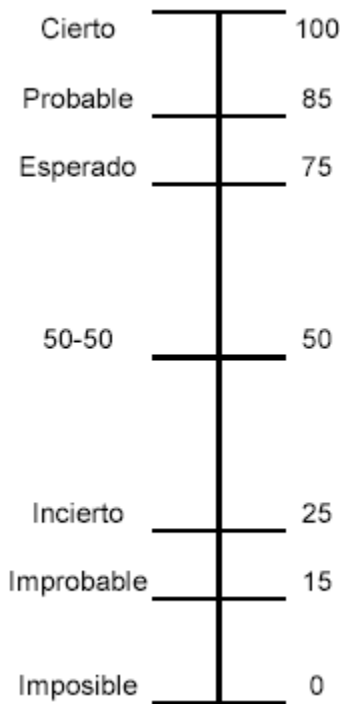


Figura A.2. Escala de probabilidad

Supongamos la relación causal de la Figura A.1 cuyas variables cuentan con dos estados y le preguntamos al experto su apreciación acerca de la relación que pueda existir entre A y B, y podemos construir la Tabla A.3.

Tabla A.3. Aplicación escala de probabilidades

<b>p(B/A)</b>	A=a1	A=a2
B=b1	cierta	posible
B=b2	imposible	posible

<b>p(B/A)</b>	A=a1	A=a2
B=b1	1	1/2
B=b2	0	1/2

Con estos valores se pueden calcular las relaciones  $p(A/B)$  conociendo  $P(A)$ .

### 3) *Casos de aplicación del aprendizaje en redes Bayesianas*

En esta sección se presentan algunos casos de aplicación sobre las diferentes formas de aprendizaje con ayuda de la metodología presentada en la sección anterior y con el apoyo del software HUGIN [A.3]. Se presenta la aplicación de aprendizaje basado en los datos de la Figura A.1 y la Tabla A.1 para corroborar los resultados teóricos de la Tabla A.2. Luego se construye una red Bayesiana basada en el conocimiento de expertos y en datos disponibles de las mediciones para analizar la influencia de la distorsión armónica de corriente en la sobrecarga de transformadores.

#### *a. Caso 1: Aprendizaje de los datos*

Para el caso de cálculo de los parámetros de la red basados en información se cargan se construye la red propuesta en la Figura A.1, y luego se definen las probabilidades condicionales de cada estado en 0.5, es decir, desconocimiento de las probabilidades condicionales de las relaciones causales. A partir de este momento se carga la Tabla A.1 y el software desarrolla el aprendizaje de los parámetros de la estructura resultando la Tabla A.4.

Se observa que los resultados obtenidos por el software son idénticos al cálculo teórico mostrado en la Tabla A.2. Es importante anotar que a medida que se tiene nueva información a partir del comportamiento de las variables de la red, es posible actualizar las probabilidades condicionales aún en casos donde existe información imperfecta, a través del algoritmo EM.

En aplicaciones de ingeniería es posible establecer la relación causal en el comportamiento de variables eléctricas y contar con mediciones realizadas [A.4], tal como se analiza en el siguiente caso.

#### *b. Caso 2: Sobrecarga en equipos eléctricos debido a distorsión armónica*

Para este caso se analiza la influencia de la distorsión armónica en el sobrecalentamiento de los transformadores. Teniendo en cuenta lo expuesto en la sección anterior, se establecen las variables principales del problema. Para este caso se definen las variables que influyen en el sobrecalentamiento del transformador desde el punto de vista de la distorsión armónica: Distorsión armónica total de corriente THDi y la corriente de carga, ya que en un estado de distorsión armónica elevado con baja corriente de carga se presentará una baja sobrecarga en el equipo, pero si la corriente de carga es elevada esto implicará una sobrecarga del transformador. Lo anterior se puede resumir en la siguiente tabla.

Tabla A.4. Resultados aprendizaje de los datos caso 1.

A(A)	
State 2	0.7
State 1	0.3
Experience	10.0

B(B)		
A	State 2	State 1
State 1	0.571429	0.666667
State 2	0.428571	0.333333
Experience	7.0	3.0

C(C)		
A	State 2	State 1
State 2	0.571429	0.0
State 1	0.428571	1.0
Experience	7.0	3.0

Tabla A.5. Aplicación escala de probabilidad caso 2

I carga	THD corriente		
	alta	media	baja
alta	Probable	Esperado	50-50
media	Esperado	50-50	Improbable
baja	Improbable	Improbable	Imposible

Teniendo en cuenta la información disponible se construye la red causal para este caso en la Figura A.3 y la tabla de relaciones condicionales iniciales Tabla A.6. Se puede observar que inicialmente los estados para el THDi y la corriente de carga son equiprobables, pues no se tiene un conocimiento del comportamiento de las variables en el sistema.

Se puede a partir del planteamiento inicial realizar mediciones de las variables eléctricas del problema con ayuda de un analizador de redes eléctricas en bornes secundarios del transformador y de un termómetro al interior del transformador.

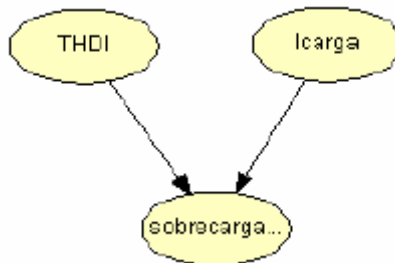


Figura A.3. Red causal caso 2







Se definen las siguientes escalas de clasificación: Para la corriente de carga se calcula la corriente nominal, si la corriente medida está por debajo del 60% se considera baja, si esta entre 60 y 85% se considera media y si esta por encima del 85% se considera alta.

Para el THD se observa la relación de capacidad de cortocircuito y la corriente promedio en la tabla 10.3 de la recomendación para el control de armónicos IEEE 519-92[A.5], si el THD medido está por debajo del 5% se considera bajo, si está entre 5% y 10% se considera medio y si es mayor al 10% se considera alto.







Para la temperatura se tiene en cuenta el tipo de transformador y de aislamiento empleado y se toma el valor de placa, se considera efecto bajo en la temperatura si esta es menor al 70%, media si oscila entre 70% y 85% y alta si es mayor al 85% del dato de placa. Como se puede apreciar en esta clasificación se emplean variables lingüísticas para realizar la clasificación de la información de entrada a la red Bayesiana.

Para el caso inicial, es decir sin mediciones se tiene las probabilidades de la Tabla A.6, en donde se observa al lado izquierdo que las distribuciones iniciales son equiprobables y cuando se entra la evidencia de sobrecalentamiento alto en el transformador se estima que la mayor influencia proviene de una elevada corriente en la carga.





Tabla A.6. Creencia inicial para el caso 2

Icarga		Icarga	
	33.33 alta		57.14 alta
	33.33 media		38.57 media
	33.33 baja		4.29 baja







THDI		THDI	
	33.33 alto		44.29 alto
	33.33 medio		35.71 medio
	33.33 bajo		20.00 bajo







sobrecargatrafo		sobrecargatrafo	
	38.89 alta		100.00 alta
	23.89 media		0.00 media
	37.22 baja		0.00 baja

A partir de esta red inicial se incluyen las mediciones realizadas y clasificadas en la escala definida. El software arroja los siguientes resultados.







Tabla A.7. Creencia inicial para el caso 2 con datos

Icarga		Icarga	
	29.71 media		34.55 media
	33.75 baja		25.05 baja
	38.55 alta		40.39 alta

THDI		THDI	
	34.99 medio		33.75 medio
	26.41 bajo		24.63 bajo
	38.60 alto		41.62 alto

sobrecarga		sobrecarga	
	34.16 alta		100.00 alta
	27.03 baja		0.00 baja
	38.81 media		0.00 media

Como se puede observar en la Tabla A.7, al incluir los datos de las mediciones se presento un procesos de aprendizaje de la red, pues variaron los parámetros iniciales y así mismo las probabilidades marginales, incluso al entrar la evidencia de sobrecalentamiento en el transformador, se observa una mayor incidencia por parte del THD de corriente alto, es decir, se vario la creencia inicial, sobre la influencia por la corriente de carga alta.

A medida que se realicen nuevas mediciones en dicho transformador, se incorpore esta experiencia y calcular nuevos parámetros de la red, con lo cual se realizará aprendizaje mas extenso y los análisis arrojarán conclusiones mas importantes, incluso se podrá prever problemas futuros en el transformador. Por ejemplo se sabe que cuando la distorsión armónica esté en un nivel en un 41% y la corriente de carga en un 40% de las mediciones, se podrá pronosticar un deterioro del transformador y la reducción de su vida útil, por lo tanto será necesario tomar medidas de control de las variables eléctricas, por ejemplo la reducción de la distorsión armónica y aumento en la frecuencia del mantenimiento preventivo del transformador.

## BIBLIOGRAFIA ANEXO A

[A.1] D. Yu, T.C. Nguyen, P Haddawy, “Bayesian Network Model for Reliability Assessment of Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 14, No 2, pp 426-432, May 1999.

[A.2] Réseaux bayésiens. P. Naim, P.H. Willemin, P.H. Leray, O.Purret, A. Becker. Ed. Eyrolles.

[A.3] Disponible: <http://www.hugin.com>

[A.4] M. Azam, F. Tu, K.R. Pattipati, R. Karanam, “A Dependency Model-Based Approach for Identifying and Evaluating Power Quality Problems”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, No. 3, pp. 1154-1166, July 2004.

[A.5] ANSI-IEEE 519-1992. “IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems”.



## B. Anexo2

La red de Petri es un grafo cíclico directo bipartito compuesto por lugares (P), transiciones (T), Entradas (I), Salidas (O) y arcos dirigidos (A) y Numero de fichas (F). Los arcos conectan lugares con transiciones y transiciones con lugares. Un estado de RP se define por el número de fichas en cada lugar por medio del vector de marcado (M) [B.1].

Las RP permiten representar transiciones entre estados discretos en tiempo continuo, incluso cuando las transiciones entre estados no obedezcan a variables aleatorias exponenciales.

Las RP estocásticas (SPN) se emplean cuando las transiciones entre estados obedecen a una distribución exponencial, y por lo tanto es equivalente a un modelo Markoviano. Si en un modelo existen transiciones exponenciales e inmediatas se emplean las SPN generalizadas (GSPN) [B.2].

Figura B.1 muestra una RP con 3 lugares, 4 transiciones, 4 arcos conectando transiciones a lugares y 4 arcos conectando lugares a transiciones y una ficha en el lugar p1. Esta ficha puede ir al lugar p2 o p3 dependiendo de la activación de las transiciones t1 o t2.

En un paso de simulación o en un tiempo de simulación dado, el marcado de una red de Petri está definido por las fichas en cada uno de los lugares, y es representado por el vector de marcado. El conjunto de marcado alcanzable desde un marcado inicial por medio de la secuencia de disparo de las transiciones define la mostrabilidad de la red de Petri.

Para la red de la Figura B.1 existen 3 estados correspondientes al lugar en el cual se encuentre. El marcado inicial  $M_0(1,0,0)$  indica que la ficha se encuentra en p1, el marcado  $M_1(0,1,0)$  resulta del disparo de la transición t1 y el marcado  $M_2$  del disparo de la transición t2. Los marcados  $M_1$  y  $M_2$  retornan al marcado inicial con la activación de las transiciones t3 y t4 respectivamente, tal como se observa en Figura B.2.

El tratamiento teórico de este concepto se puede apreciar en el caso de la Figura B.3 [B.3] y con ayuda del toolbox de Matlab Petrinet 2.0 [B.4], en el cual se desarrolla una cadena de Markov embebida EMC.

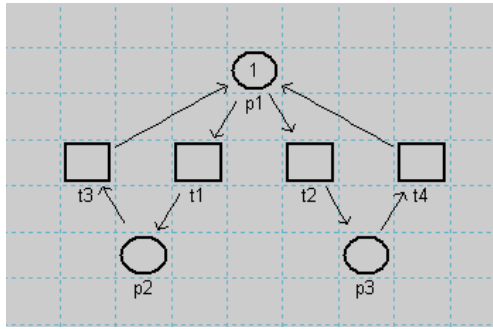


Figura B.1. Red de Petri básica

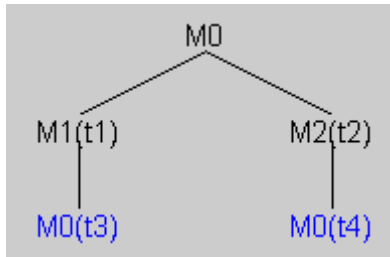


Figura B.2. Gráfico de mostrabilidad de la Red del ejemplo

Se establecen las diferentes marcados de la red diferenciando transiciones estocásticas y transiciones inmediatas, y se encuentran las matrices de conexión entre marcados con transiciones temporizadas y con transiciones inmediatas y la mezcla de estas.

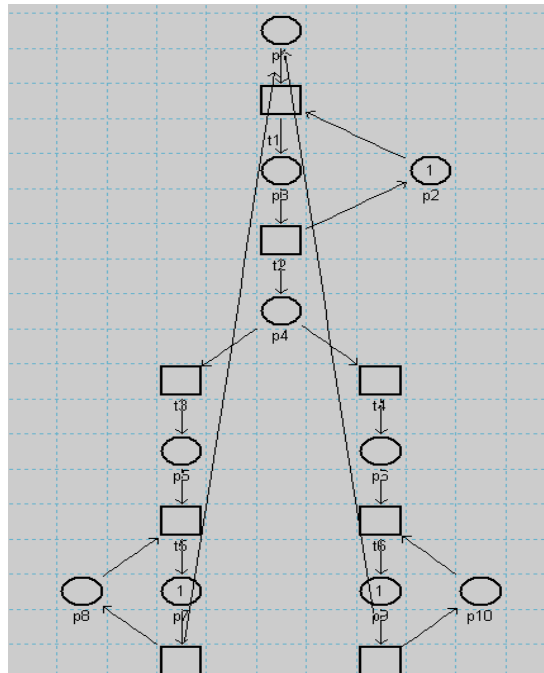


Figura B.3. Red de Petri generalizada tomado [B.3]

Para este caso se determina el gráfico de mostrabilidad de la red en la Figura B.4 y de allí se identifican las diferentes matrices.

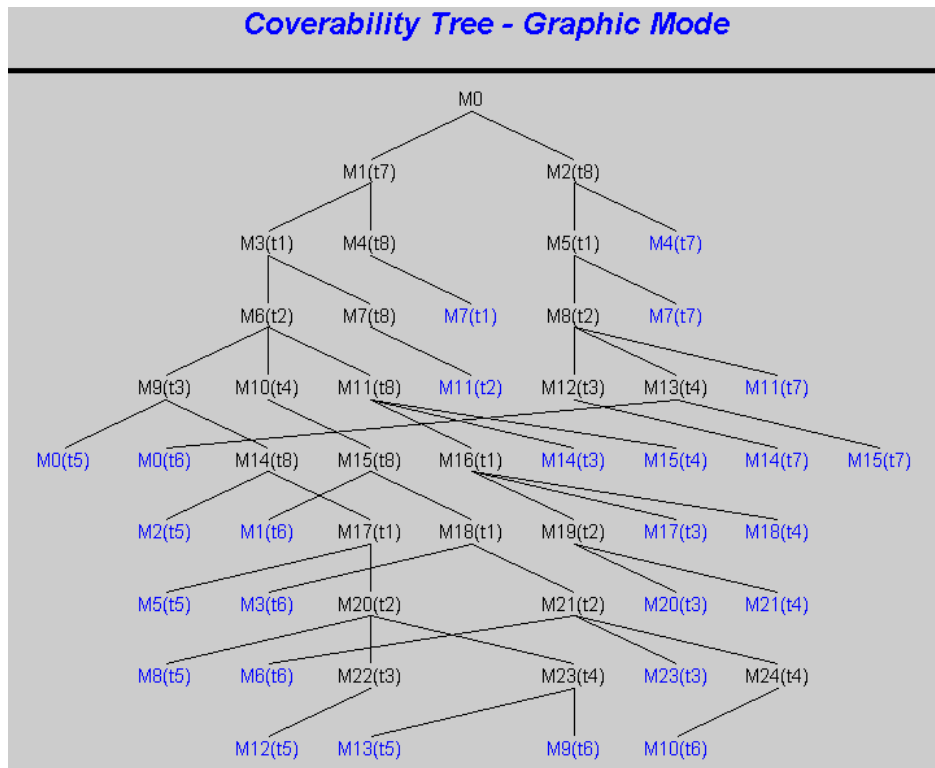


Figura B.4. Gráfico de mostrabilidad de la red de la Figura B.3.

Teniendo en cuenta que el marcado representa el numero de tokens en cada lugar de la siguiente manera  $M[p_1, p_2, p_3, p_4, p_5, p_6, p_7, p_8, p_9, p_{10}]$ , se puede observar que el marcado inicial de la red es:

$M_0 = [0, 1, 0, 0, 0, 0, 1, 0, 1, 0]$ , es decir, existe un punto en los lugares  $p_2$ ,  $p_7$  y  $p_9$ , como se aprecia en la Figura B.3, a partir del marcado inicial existen dos posibles transiciones,  $t_7$  y  $t_8$ , los cuales obedecen a variables exponenciales, por lo tanto se activa la transición que resulte de solucionar la función de distribución exponencial con menor tiempo. Así sucesivamente se van dando las transiciones en la red.

Luego de llegar al marcado  $M_6$  o  $M_8$ , se encuentran las transiciones  $t_3$  y  $t_4$ , las cuales son inmediatas, condición denominada transición en conflicto, por lo tanto se debe establecer un criterio de activación, en este caso se establece una probabilidad para cada una de las dos transiciones. De esta manera al realizar una simulación de varios pasos, se encontrará el comportamiento de estado estable de la red y apreciar el comportamiento de las transiciones aleatorias.

Para determinar las probabilidades de estado estable se aplica el método de cadenas de Markov embebidas, en las cuales se definen las matrices de transición de estados, estableciendo las diferencias entre transiciones exponenciales y transiciones inmediatas.

La matriz total tiene la forma:

$U=A+B$  con A y B de la siguiente manera.

$$\begin{array}{c|cc} I & T & \\ \hline C & D & \\ \hline 0 & 0 & \end{array} + \begin{array}{c|cc} I & T & \\ \hline 0 & 0 & \\ \hline E & F & \end{array} \quad (B.1)$$

Es posible considerar una reducción a esta ecuación según [B.3], resultando

$$U' = F + EG^\infty, \text{ con } G^\infty = [I - C]^{-1}D \quad (B.2)$$

Con lo anterior se soluciona el sistema de ecuaciones lineales:

$$Y = YU \text{ con } \sum y_i = 1 \quad (B.3)$$

A partir de esto las probabilidades de estar en cada estado o marcado obedece a:

$$P_i = y_i m_i / \sum y_i m_i, \text{ con } m_i = 1 / \sum \lambda_k \quad (B.4)$$

Para la red de Petri de la Figura B.3, se obtiene la matriz C correspondiente a las tasas entre estados con transiciones inmediatas.

$$C = \begin{array}{c|cccccccccccc} & M1 & M2 & M5 & M7 & M8 & M10 & M12 & M13 & M14 & M15 & M16 \\ \hline M1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M7 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.6 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M8 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M10 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.4 & 0.6 & 0 & 0 \\ M12 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M13 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M14 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M15 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M16 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{array}$$

Para D entre estados con transiciones inmediatas y temporizadas.

$$D = \begin{array}{c|cccccc} & M0 & M3 & M4 & M6 & M9 & M11 \\ M1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M2 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ M5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.6 & 0 \\ M7 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.4 \\ M8 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M10 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M12 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M13 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M14 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M15 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ M16 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \end{array}$$

Para E entre estados con transiciones temporizadas e inmediatas.

$$E = \begin{array}{c|cccccccccccc} & M1 & M2 & M5 & M7 & M8 & M10 & M12 & M13 & M14 & M15 & M16 \\ M0 & 0.5 & 0.5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M3 & 0 & 0 & 0.5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M4 & 0 & 0 & 0 & 0.5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M6 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M9 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ M11 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{array}$$

Para F entre estados con transiciones temporizadas:

$$F = \begin{array}{c|cccccc} & M0 & M3 & M4 & M6 & M9 & M11 \\ M0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M3 & 0 & 0 & 0 & 0.5 & 0 & 0 \\ M4 & 0 & 0 & 0 & 0.5 & 0 & 0 \\ M6 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M9 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ M11 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{array}$$

Con lo anterior se obtiene G

$$G = \begin{matrix} & \begin{matrix} M0 & M3 & M4 & M6 & M9 & M11 \end{matrix} \\ \begin{matrix} M1 \\ M2 \\ M5 \\ M7 \\ M8 \\ M10 \\ M12 \\ M13 \\ M14 \\ M15 \\ M16 \end{matrix} & \begin{vmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0.4 & 0 & 0 & 0 & 0.6 & 0 \\ 0.6 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.4 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.4 & 0.6 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \end{vmatrix} \end{matrix}$$

Como operación matricial final resulta U'

$$U' = \begin{matrix} & \begin{matrix} M0 & M3 & M4 & M6 & M9 & M11 \end{matrix} \\ \begin{matrix} M0 \\ M3 \\ M4 \\ M6 \\ M9 \\ M11 \end{matrix} & \begin{vmatrix} 0 & 0.5 & 0.5 & 0 & 0 & 0 \\ 0.2 & 0 & 0 & 0.5 & 0.3 & 0 \\ 0.3 & 0 & 0 & 0.5 & 0 & 0.2 \\ 0 & 0.6 & 0.4 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \end{vmatrix} \end{matrix}$$

Con esto se soluciona el sistema de ecuaciones  $Y=YU$  y con base en las tasas de transición resultan las probabilidades para cada estado y los tiempos de transición de la red de Petri.

## BIBLIOGRAFÍA ANEXO 2

[B.1] W. Schneeweiss, “Tutorial: Petri Nets as a Graphical Description Medium for Many Reliability Scenarios”, *IEEE Transactions on Reliability*, Vol. 50, pp. 159-164, 2001..

[B.2] M.A. Marsan, G. Conte, G. Balbo, “A Class of Generalized Stochastic Petri Nets for the Performance Evaluation of Multiprocessor Systems”, *ACM Transactions on Computing Systems*, Vol. 2, No. 2, pp 93-122, 1984.

[B.3] J. Wang “Timed Petri Nets, Theory and Applications” (1st edition, Kluwer Academic Publisher, 1998).

[B.4] M.H. Matcovschi, C. Lefter, C. Mahulea, O. Pastravanu, “Petri Net Toolbos for MATLAB in Web Analysis and Design of Discrete-Event Systems”, *Proc. 16<sup>th</sup> International Federation of Automatic Control World Congress*, Prague, 2005, p.p 1-6.