

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



**PROPUESTA METODOLÓGICA DE DISTRIBUCIÓN
DE LA RESERVA DE GENERACIÓN EN EL
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO
DEL PERÚ**

TESIS

PARA OPTAR EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
MENCIÓN: SISTEMAS DE POTENCIA

PRESENTADO POR
DELFIN GENARO SUSANIBAR CELEDONIO

LIMA – PERU

2007

A la memoria de mi Madre

Agradecimientos

- ✓ Al Ingeniero Daniel Cámac Gutierrez, por su apoyo en la presente tesis.
- ✓ Al Ingeniero Eduardo Antúnez de Mayolo, quien motivó y recomendó el tema de la presente tesis.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

**Propuesta Metodológica de Distribución de la Reserva
de Generación en el Sistema Eléctrico
Interconectado del Perú**

TESIS

Para Optar el Grado de Maestro en Ciencias
Mención: Sistemas de Potencia

PRESENTADO POR

Delfín Genaro Susanibar Celedonio

LIMA – PERU

RESUMEN

De acuerdo al Marco Regulatorio actual, el modelo para evaluar el margen de reserva de generación considera un solo mercado, en el que compiten todos los generadores con sus respectivos costos variables de producción para cubrir la máxima demanda y el mencionado margen de reserva de generación [6 y 9]. Este mercado funciona como un modelo uninodal. El modelo uninodal es ágil y flexible para determinar el margen de reserva de generación. Sin embargo, no permite verificar la distribución del margen de reserva de generación en un sistema eléctrico no homogéneo como el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional). Lo cual traerá en el mediano y largo plazo problemas de concentraciones de dicho margen de reserva de generación. Uno de los factores que se relaciona directamente con la problemática es la disponibilidad no homogénea de combustible de bajo costo a lo largo del sistema eléctrico nacional. Este factor, en un sistema de transmisión bastante largo con baja densidad de carga, da lugar a una inadecuada distribución del

margen de reserva de generación, lo cual traerá problemas de confiabilidad de suministro eléctrico.

Se ha seccionado el sistema eléctrico en zonas de análisis con el objetivo de modelar un sistema multizonal que verifique la distribución de la reserva de generación. En este modelo multizonal se considera la capacidad de transmisión de los enlaces entre zonas. La metodología seguida realiza una evaluación de la confiabilidad de suministro eléctrico tomando como base la energía no servida esperada por fallas del sistema de generación - transmisión y un costo unitario de falla que representa el perjuicio económico que los usuarios tendrán al no disponer de energía eléctrica de forma intempestiva. El criterio utilizado para la evaluación de confiabilidad de suministro eléctrico es el de Mínimo Costo.

El resultado del presente análisis es la metodología para distribuir el margen de reserva de generación. En esta metodología se establece una señal económica que garantice la confiabilidad de suministro.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

**Methodological Proposal of Distribution of the
Generating Reserve Capacity in the Electrical
Interconnected System of Peru**

THESIS

To Obtain Degree of Master of Science
Mention: Power System

By:

Delfin Genaro Susanibar Celedonio

LIMA – PERU

ABSTRACT

According to actual regulatory frame, The current model to evaluate the generating reserve margin considers a single power market, in which all the generators compete with their respective variable costs of production to satisfy the demand max and the generating reserve margin [6 and 9]. This power market is represented as single-node model. The single-node model is quick and flexible to obtain the generating reserve margin. Although, it does not allow checking a distribution of the generating reserve margin in electric system not homogeneous as SEIN (National Interconnected Power System). So, it will get problems in the medium and long term concentrations of generating reserve margin mentioned. One of the factors that is directly related with this issue is the non homogeneous availability of low cost fuel in the electrical national system, this factor and a long system of transmission with low density of load might result in an inadequate distribution of the generating reserve capacity, which would imply problems of reliability in electrical supply.

The electrical system has been divided in analysis zones, with the objective of verifying the distribution of the generating reserve capacity. In this multi-zone model, it is considered the capacity of transmission of the links among zone. The followed methodology realizes an evaluation of reliability of electrical supply, taking as reference the not served energy expected due faults in the generation – transmission system and a unitary outage cost that represents the economic damage which users would have when the electrical supply is suspended suddenly. The criteria used for the evaluation of electrical supply reliability, is the Minimal Cost.

As a result of the present study is the methodology to distribute the generation reserve margin. In this methodology is established a economic sign that ensure the supply reliability.

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO I. INTRODUCCION	1
1.1 Planteamiento del problema.....	1
1.1.1 Antecedentes	1
1.1.2 Formulación del problema	2
1.2 Objetivo de la investigación.....	5
1.3 Justificación	6
1.4 Alcances y Limitaciones.....	7
1.5 Metodología	8
CAPÍTULO II. LA RESERVA DE GENERACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA INTERCONECTADOS	10
2.1 Generalidades.....	10
2.2 Modelo del Generador	11
2.2.1 Indisponibilidad de la unidad de generación.....	11
2.2.2 Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad	12
2.2.3 Un algoritmo recursivo para construcción de un modelo de capacidad.....	13
2.3 Indices de pérdida de carga.....	13
2.4 Salidas programadas de unidades.....	16
2.5 Indices de pérdida de energía.....	19
2.6 Sistemas Interconectados.....	22
2.6.1 Método de arreglo de probabilidades en dos sistemas interconectados.....	23
2.6.2 Aproximaciones por asistencia de unidad equivalente de dos sistemas interconectados.....	24
2.6.3 Factores que afectan la disponible asistencia de emergencia a través de las interconexiones.....	25
2.6.4 Sistemas Multiconectados.....	25
CAPÍTULO III. DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SEIN	28
3.1 Generalidades.....	28
3.2 Demanda Eléctrica	29
3.3 Oferta Eléctrica	31

3.4	Reserva de generación	32
3.5	Metodología actual para la Determinación de Reserva de generación.....	33
3.6	Metodología actual para la remuneración de la Reserva de generación.....	35
3.7	Análisis de la distribución del margen de reserva de generación en el SEIN.....	38
3.8	Experiencia Internacional	44
3.8.1	Experiencia Australiana	45
3.8.2	Experiencia Británica.....	46
3.8.3	Experiencia Española.....	46
CAPÍTULO IV. PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA ASIGNACIÓN DE LA RESERVA DE GENERACIÓN EN EL SEIN		
		48
4.1	Generalidades.....	48
4.2	Modelo multizonal del SEIN.....	50
4.3	Asignación de Reserva de Generación.....	53
4.3.1	Criterios de Decisión	55
4.4	Costos de Falla.....	57
4.5	Metodología propuesta para asignación de Reserva de Generación en el SEIN	60
4.5.1	Proyección de la demanda.....	62
4.5.2	Expansión de la generación.....	62
4.5.3	Análisis de confiabilidad	64
4.5.4	Asignación de unidades	66
4.6	Remuneración de la Reserva de Generación	71
CAPÍTULO V. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....		
		76
5.1	Generalidades.....	76
5.2	Proyección de la demanda eléctrica.....	77
5.3	Expansión de la generación.....	80
5.4	Evaluación de confiabilidad.....	84
5.4.1	Evaluación de confiabilidad en la zona centro, año 2004.....	87
5.4.2	Evaluación de confiabilidad en la zona norte y sur, año 2004.....	99
5.4.3	Cálculo del LOLE y LOEE óptimo en todas las zonas 2004-2007.....	103
5.5	Evolución del Parque generador y Confiabilidad.....	105

5.6	Evolución del margen de generación.	109
5.7	Efecto del mantenimiento de unidades de generación.	110
5.8	Análisis de sensibilidad.	116
5.9	Remuneración de la reserva de generación.....	117
5.10	Inversión en Nuevos Proyectos de Reserva de Generación	
	Descentralizada.	118
CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		120
BIBLIOGRAFIA		
ANEXOS.		

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1 Evolución de la demanda eléctrica	30
Tabla 3.2 Evolución de la oferta eléctrica	31
Tabla 3.3 Potencia Efectiva total de unidades retiradas y consideradas.....	39
Tabla 3.4 Distribución de la máxima demanda	40
Tabla 3.5 Plan de Expansión de la generación 2004-2018.....	41
Tabla 5.1 Potencia Efectiva total de unidades retiradas y consideradas	77
Tabla 5.2 Proyección global de la demanda en el SEIN	78
Tabla 5.3 Consumo energético por zonas – 2003	78
Tabla 5.4 Distribución de la máxima demanda	79
Tabla 5.5 Centrales Hidráulicas candidatas	81
Tabla 5.6 Centrales Térmicas candidatas	82
Tabla 5.7 Plan de Expansión de la generación 2004-2018	83
Tabla 5.8 Tasa de salidas de enlaces entre zonas	86
Tabla 5.9 Indisponibilidad equivalente enlace Centro – Sur	86
Tabla 5.10 Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad zona Norte	88
Tabla 5.11 Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad zona Centro	89
Tabla 5.12 Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad zona Sur	90
Tabla 5.13 Asistencia equivalente de la zona Norte	91
Tabla 5.14 Asistencia equivalente de la zona Sur	92
Tabla 5.15 Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad zona Centro Asistencia zona Sur	93
Tabla 5.16 Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad zona Centro Asistencia zona Norte y Sur	94
Tabla 5.17 LOLE y LOEE zona Centro, año 2004	95
Tabla 5.18 LOLE y LOEE zona Centro, año 2004, considerando confiabilidad de enlace	95
Tabla 5.19 Calculo Costo total, año 2004, zona Centro	96
Tabla 5.20 Cálculo de LOLE y LOEE para diferentes ofertas	97
Tabla 5.21 Costo Total de reservas y energía no servida	97
Tabla 5.22 Cálculo LOLE y LOEE zona norte – 2004	99
Tabla 5.23 Costo Total de reservas y energía no servida, zona norte 2004	100

Tabla 5.24 Cálculo LOLE y LOEE zona sur – 2004	101
Tabla 5.25 Costo Total de reservas y energía no servida, zona sur 2004	102
Tabla 5.26 Valores óptimos de Reserva 2004-2007	104
Tabla 5.27 Cálculo del LOLE en la zona norte 2004-2018	106
Tabla 5.28 Cálculo del LOLE en la zona centro 2004-2018	107
Tabla 5.29 Cálculo del LOLE en la zona sur 2004-2018	107
Tabla 5.30 Evolución del parque generador 2004-2018	108
Tabla 5.31 Reserva de generación en el SEIN	109
Tabla 5.32 Cálculo del LOLE en la zona norte 2004-2018 (con mantenimiento) ...	111
Tabla 5.33 Cálculo del LOLE en la zona centro 2004-2018 (con mantenimiento) .	112
Tabla 5.34 Cálculo del LOLE en la zona sur 2004-2018 (con mantenimiento)	113
Tabla 5.35 Evolución del parque generador 2004-2018 (con mantenimiento)	114
Tabla 5.36 Reserva de generación en el SEIN (con mantenimiento)	115
Tabla 5.37 Valores óptimos de Rerserva 2004-2007 – Costa de falla 5000 US\$/MWh	116
Tabla 5.38 Valores óptimos de Rerserva 2004-2007 – Costa de falla 7000 US\$/MWh	117
Tabla 5.39 Remuneración de la reserva de generación	118

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Modelo de dos estado para una unidad base	12
Figura 2.2 Relación entre demanda, capacidad y reserva	15
Figura 2.3 Demanda anual y modelo de capacidad	16
Figura 2.4 Método aproximado incluyendo mantenimiento	18
Figura 2.5 Reducción de capacidad debido a mantenimiento	19
Figura 2.6 Energía cortada debido a una condición de pérdida de capacidad	21
Figura 2.7 Conceptos de arreglo de probabilidades	24
Figura 2.8 Tres sistemas interconectados (anillo)	26
Figura 3.1 Oferta de Generación eléctrica	31
Figura 3.2 Evolución de la Reserva de Generación del SEIN.....	32
Figura 3.3 Distribución del margen de reserva – Zona Norte	42
Figura 3.4 Distribución del margen de reserva – Zona Centro	43
Figura 3.5 Distribución del margen de reserva – Zona Sur.....	43
Figura 3.6 Evolución del margen de reserva de generación en el SEIN.....	44
Figura 4.1 Sistema Uninodal del SEIN	50
Figura 4.2 Sistema Multizonal	51
Figura 4.3 Zonificación del SEIN	53
Figura 4.4 Costo de confiabilidad total	56
Figura 4.5 El mecanismo del mercado	57
Figura 4.6. Propuesta Metodológica	61
Figura 4.7 Disposición Multizonal del SEIN	65
Figura 4.8 Capacidad efectiva instalada, nodo A	67
Figura 4.9 Costos totales de Inversión y Falla	69
Figura 4.10 LOLE en el nodo A de largo plazo	70
Figura 4.11 Capacidad efectiva instalada en el nodo A, B ó C	72
Figura 4.12 Capacidad instalada conjunta de los nodos A, B y C	73
Figura 5.1 Variación de los costos respecto de la reserva de generación	98
Figura 5.2 Variación de costos vs reserva, zona norte 2004	100
Figura 5.3 Variación de costos vs reserva, zona sur 2004	103
Figura 5.4 Evolución del margen de generación – Zona Norte.....	111
Figura 5.5 Evolución del margen de generación – Zona Centro.....	112

Figura 5.6 Evolución del margen de generación – Zona Sur	114
Figura 5.7 Evolución del margen de generación – SEIN.....	115

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

1.1.1 Antecedentes

Según el Ministerio de Energía y Minas [5], el sistema eléctrico peruano se encuentra en un régimen de crecimiento constante debido al incremento progresivo de la demanda eléctrica, la oferta de generación y los circuitos asociados correspondientes. Algunos de los factores de este crecimiento es el avance del sector minero, agrario y el crecimiento poblacional. Por lo tanto, se prevé que se tendrá un crecimiento del mercado eléctrico con pendiente positiva en el mediano y largo plazo.

De la información publicada por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), la máxima demanda para el año 2004 alcanzó los 3130.85 MW y la oferta de generación tuvo una potencia efectiva de 4336.21 MW, el cual representa un 38.5% de margen de reserva de generación. La oferta hidráulica fue de 2626.46 MW (61%) y la oferta térmica fue de 1709.75 MW (39%). Como se aprecia, el sistema eléctrico peruano tiene un margen de reserva relativamente alto con fuerte presencia hidráulica. Sin embargo, esta fuerte presencia hidráulica puede verse comprometida en un año con hidrología seca [9].

De la misma información (COES), los costos marginales en el 2004 alcanzó un promedio de 68.52 US\$/MWh, el cual fue 79.16% superior respecto del 2003 (38,25 US\$/MWh). Este incremento se debe en parte al aumento sostenido del costo de combustible (petróleo). Los pronósticos [5] respecto del costo de combustible no son alentadores, por lo que se espera un crecimiento aún mayor del costo marginal promedio. Sin embargo, a mediados del año 2004 se culminó los trabajos de instalación del gasoducto que traslada el gas de Camisea hacia la capital, este es un combustible de costo relativamente bajo y será un factor para la disminución del

costo marginal promedio, a medida que nuevos grupos de generación o existentes utilicen dicho combustible.

Por otro lado, la operación del Sistema Eléctrico del país, establece un despacho económico basado en un cuadro de méritos por costos variables (de menor a mayor) para cubrir la máxima demanda y un margen de reserva. Para que lo anterior sea viable en el tiempo, se realizan planes de expansión de generación y transmisión cuyo criterio es el de mínimo costo en inversión, operación y mantenimiento. Con este procedimiento se espera suministrar continuamente energía eléctrica a los usuarios de la manera más económica y segura. [9]

Sin embargo, las fallas en el sistema eléctrico son aleatorias y puede ocasionar que alguna parte del sistema quede sin suministro eléctrico al menos por un instante, por lo que asegurar la continuidad del servicio eléctrico (100%) es físicamente imposible. Una sobre inversión en la etapa de planeamiento eléctrico puede disminuir los efectos de una falla, pero esto a su vez refleja una elevación en los costos tarifarios al usuario final; una sub inversión en la etapa de planeamiento eléctrico puede incrementar los efectos de una falla y perjudicar a los usuarios. Como se puede entender, se tiene restricciones tanto económicas (inversión) como de confiabilidad de suministro eléctrico (fallas eléctricas), para el cual se debe estimar un equilibrio de modo tal que cumpla con los criterios del Marco regulatorio actual (mínimo costo). Este equilibrio está orientado a estimar el margen de reserva de generación en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

1.1.2 Formulación del problema

El crecimiento de la demanda energética en el país requiere en el mediano plazo de nuevas inversiones en generación. El mercado actual permite que los inversionistas en generación diseñen unidades de generación de bajos costos variables de producción. Los costos variables de producción están directamente relacionados al costo del combustible. El gas de Camisea es un combustible de bajo costo respecto de los otros derivados del petróleo y está disponible en la parte central del sistema eléctrico nacional. Las nuevas inversiones de generación estarían en

torno a la disponibilidad de este combustible de bajo costo y puede aparecer en el mediano y largo plazo una centralización de las nuevas inversiones en generación. La centralización de la reserva de generación ocasionará problemas de confiabilidad de suministro a los extremos del sistema eléctrico nacional. Además, plantas térmicas existentes en el SEIN pueden emigrar hacia los lugares donde el combustible de bajo costo (gas de Camisea) este disponible. Esta acción será perjudicial para la operación confiable e integral del SEIN en el mediano plazo.

En un mercado eléctrico que opera en un sistema de transmisión homogéneo y robusto la generación puede funcionar como un modelo uninodal, donde cada generador puede ubicarse en cualquier parte del SEIN, a fin de maximizar sus ingresos que aseguren el recupero de su inversión. No obstante, se ha evidenciado que el SEIN no tiene una red homogénea, ya que es posible identificar zonas fuertes y débiles a lo largo del sistema de transmisión.

El modelo existente para estimar las reservas de generación no considera el sistema de transmisión ya que se basa en un modelo uninodal [11, 12]. El sistema de transmisión al igual que el sistema de generación está expuesto a fallos, y en mayor grado cuando cubren grandes distancias y no está fuertemente enmallado. El sistema eléctrico nacional cubre grandes distancias, no está fuertemente enmallado y tiene baja densidad de carga, razón por lo que se debería precisar de un modelo que considere el sistema de transmisión o parte de ello para evaluar el impacto de posibles centralizaciones de la reserva de generación en el mediano y largo plazo.

Surge entonces la primera pregunta a resolver: ¿Puede el modelo uninodal existente asegurar una distribución de la reserva de generación en el SEIN?

Las metodologías y criterios que se ha venido utilizando para la expansión de la generación y transmisión son como los que se señala abajo:

Plan de expansión de la generación: Que tenga una capacidad efectiva instalada igual a la máxima demanda esperada más un porcentaje fijado de la máxima demanda esperada.

- Capacidad de operación: Que tenga una capacidad rotante igual a la carga esperada mas una reserva igual a la unidad mas grande o más.
- Plan de expansión de la red de transmisión: Construcción de un mínimo número de circuitos para un grupo de carga, donde este mínimo número sea dependiente de la máxima demanda del grupo.

A través de estos y otros criterios similares ha ido creciendo el sistema eléctrico, sin embargo estos criterios son inherentemente determinísticos. Entonces, ¿Es suficiente los criterios determinísticos para estimar el margen de reserva de generación? Luego, la hipótesis a demostrar es que el mercado existente de generación no garantiza una adecuada distribución del margen de reserva de generación en el SEIN.

Para resolver la problemática se plantea el siguiente cuestionamiento: ¿Un modelo multizonal puede resolver los problemas de distribución de la reserva de generación?

La debilidad esencial de los criterios determinísticos es que no toman en cuenta la naturaleza probabilística o estocástica del comportamiento del sistema, de la demanda o de las fallas de los equipos. Algunos de estos aspectos probabilísticos son:

- La tasa de salida forzada de las unidades de generación es una función del tamaño de la unidad y por lo tanto un porcentaje fijo de reserva no puede asegurar un riesgo consistente.
- La tasa de falla de una línea aérea es una función de la longitud, diseño, ubicación y el medio ambiente y por lo tanto un riesgo consistente de interrupción de suministro no puede ser asegurado por la construcción de un mínimo número de circuitos.

- Todas las decisiones de operación y planeamiento están basados en técnicas de proyección de demanda. Estas técnicas no pueden predecir de forma precisa la demanda y existirá una incertidumbre en la proyección. Estos factores estadísticos impuestos deberían ser probabilísticamente determinado.

Luego, tenemos el siguiente cuestionamiento: ¿Un modelo probabilístico sería un buen criterio para estimar el margen de reserva de generación?

Asimismo, dentro de un modelo multizonal se tendrían las siguientes preguntas: ¿El margen de reserva de generación (%) es el mismo en cada uno de las zonas? ¿El costo unitario de inversión del margen de reserva de generación es el mismo en cada uno de las zonas? Esta última pregunta se refiere al precio unitario del margen de reserva de generación que se le pagaría al generador.

En el presente proyecto de tesis, se resolverán los cuestionamientos planteados.

1.2 Objetivo de la investigación

El proyecto de tesis tiene por objetivo realizar una propuesta metodológica de distribución de la reserva de generación en el sistema eléctrico interconectado del Perú. Se identifican las siguientes partes:

- Modelamiento multizonal del SEIN
- Metodología de distribución de la reserva de generación aplicable al SEIN. Esta metodología utilizará criterios probabilísticos para determinar los indicadores de confiabilidad.
- Aplicación de la metodología propuesta para un horizonte de mediano y largo plazo.

1.3 Justificación

La metodología existente de remuneración de la reserva de generación, por concepto de potencia, contempla la asignación de unidades a la reserva del sistema acorde a un orden de méritos por costos variables, en el que se considera todas las unidades del SEIN [9]. Las unidades turbogas a gas natural (Camisea) desplazan a cualquier otra unidad térmica que utilice combustible caro. Entonces, los nuevos generadores térmicos e incluso los existentes buscarán utilizar dicho gas (Camisea) para tener una posición adecuada en el cuadro méritos de costo variable. Sin embargo, la disponibilidad de gas natural (Camisea) no es uniforme en todo el ámbito del sistema.

De mantener esta metodología en el tiempo, se tiende a concentrar la reserva del sistema en una parte del mismo, en este caso en la zona Central del país, y dado que el sistema de transmisión del SEIN no es fuerte, debido al gran área geográfica que cubre y las relativas bajas cargas que transporta, el esquema centralizado por un sistema uninodal llevaría, desde el punto de vista de confiabilidad, a hacer mucho más fuerte el área central del sistema, y particularmente la Costa Central, y más vulnerables las otras zonas.

El proyecto de tesis contempla proponer una metodología de distribución de la reserva de generación en el ámbito del sistema, teniendo en cuenta aspectos tales como costos de inversión y operación en generación, disponibilidad de energéticos, confiabilidad de suministro y restricciones de transmisión.

La metodología propuesta modelará el SEIN en un número de zonas representativo, que permita evaluar el impacto de la ubicación de futuras unidades de generación. Se buscará establecer un equilibrio económico entre las inversiones de generación, en especial las que formen parte de la reserva de generación, y los beneficios de confiabilidad de suministro eléctrico en todo el ámbito del SEIN, es decir se seguirá el criterio de mínimo costo. Esto, de acuerdo con lo estipulado en el artículo 47 inciso b) de la Ley de Concesiones Eléctricas.[11]

1.4 Alcances y Limitaciones

El tema del proyecto de tesis es bastante amplio en cuanto a temas de análisis, por esa razón será necesario definir los alcances y las limitaciones del proyecto de tesis propuesto. Se tienen los siguientes alcances y limitaciones:

- ◆ La proyección de la demanda es un tema importante en cualquier estudio de expansión de la generación y determinación de la reserva de generación. Sin embargo, en el presente estudio no se realizará un análisis extensivo de la demanda sino que se tomará como referencia los resultados del Plan referencial de electricidad. [5]
- ◆ Se modelará el SEIN a través de un número representativo de zonas. Se consideran las restricciones de transmisión de los enlaces entre zonas. Se tomará en cuenta la tasa de indisponibilidad de dichos enlaces.
- ◆ El costo unitario de falla es una variable que depende del tipo de usuario, su determinación requiere de mucho análisis. En el presente estudio no se determinará dicho costo sino que se usará los que normalmente utilizan las instituciones públicas. [4], [5] y [6]
- ◆ No se realizará una evaluación de los costos de inversión de unidades de generación para la reserva de generación. Este análisis es realizado con bastante detalle en las regulaciones tarifarias de precios en barra del SEIN por el organismo regulador. Se utilizará dicho valor. [7] y [13].
- ◆ Se propone una metodología para la asignación y distribución de la reserva de generación a través de indicadores de confiabilidad y criterios de mínimo costo. Se dará recomendaciones para la remuneración por potencia de las unidades que formen parte de la reserva óptima de generación.

- ◆ En el presente proyecto de tesis no se determinará la remuneración por energía de las unidades de generación que formen parte de la reserva de generación del SEIN. Esta parte quedará para futuras investigaciones.
- ◆ Se realizará una aplicación de la metodología propuesta para un horizonte de medio y largo plazo. Esta aplicación se desarrollará en un escenario de crecimiento medio de las variables. (p.e. demanda, hidrología). Como resultado final de la aplicación se obtendrá un plan óptimo de distribución de la reserva de generación.
- ◆ No se tiene una base de datos consistente para realizar el análisis adecuado de confiabilidad. Se utilizará una base de datos internacional que muestre estadísticas de unidades similares al del SEIN. [8]

1.5 Metodología

Se ha dividido el desarrollo del proyecto de tesis en 6 partes para un adecuado análisis de la problemática planteada en el ítem 1.1. En cada uno de estas partes se detalla lo siguiente:

En el capítulo 1 se describe la formulación del problema, los objetivos propuestos, la justificación del proyecto de tesis, los alcances y limitaciones del proyecto, la metodología de desarrollo y algunas definiciones importantes que se utilizará en el desarrollo del proyecto de tesis. Este capítulo es de alta importancia porque define el problema a analizar y lo que se espera obtener al final del proyecto de tesis.

En el capítulo 2 se realiza un análisis teórico de la reserva de generación, partiendo del modelo del generador, su indisponibilidad y los algoritmos para determinar la tabla de probabilidades de pérdida de capacidad. En este capítulo se analizará los índices de pérdida de carga, índices de pérdida de energía y los efectos del mantenimiento de unidades de generación. Se revisará modelos para evaluar sistemas interconectados aplicables al SEIN.

En el capítulo 3 se realizará un diagnóstico de la situación actual del SEIN. Como parte de este diagnóstico, se analizará el mercado eléctrico existente, se analizará la reserva del sistema eléctrico actual y su distribución en el SEIN, la fortaleza del sistema eléctrico por zonas, y también se revisarán los planes de expansión de generación y transmisión. Asimismo, se revisará el modelo actual para estimar el margen de reserva de generación en el mediano y largo plazo. El resultado de este diagnóstico demuestra la hipótesis planteada y la necesidad de cambio en la metodología para la asignación y remuneración del margen de reserva de generación.

En el capítulo 4 es la parte central del presente proyecto de tesis, en este capítulo se propone una metodología para la asignación y remuneración de la reserva de generación para el SEIN. En esta parte se realiza un modelo multizonal del SEIN, se describen los criterios de decisión para la asignación de la reserva de generación, una introducción al costo unitario de falla, la metodología para asignación de Reserva de Generación en el SEIN, y las recomendaciones para la remuneración de la Reserva de Generación.

En el capítulo 5 se realiza la aplicación de la propuesta de metodología para la asignación y remuneración de la reserva de generación en el SEIN. En esta parte se estimará una proyección de la demanda, y se realizará la evaluación de confiabilidad para determinar la distribución óptima de la reserva de generación en el SEIN.

Finalmente en el capítulo 6 se menciona las conclusiones y recomendaciones del proyecto de tesis que resolverá los cuestionamientos planteados en el primer capítulo.

CAPÍTULO II

LA RESERVA DE GENERACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA INTERCONECTADOS

En el presente capítulo se desarrolla la parte teórica del proyecto de tesis. Se revisa el modelo del generador desde el punto de vista de confiabilidad en base a las estadísticas de tasas de indisponibilidad forzada. A través de este modelo se construye las tablas de probabilidades de pérdida de capacidad de generación y a partir de las tablas de probabilidades y curvas típicas de demanda, se determina los índices de pérdida de carga y de energía. Se pone atención a los efectos sobre los indicadores de confiabilidad de los programas de mantenimiento de unidades de generación. En la parte final se analiza sistemas interconectados que servirán de base para modelar el SEIN como un sistema multizonal. [1], [2], [3] y [10]

2.1 Generalidades

Asegurar una capacidad de generación adecuada para satisfacer la demanda proyectada es un aspecto importante del planeamiento y operación del sistema de potencia. La capacidad de generación que excede la máxima demanda se le denomina reserva de generación. La capacidad de generación tiene por lo general dos horizontes de análisis, un horizonte de largo plazo y otro de mediano plazo. En lo que respecta al análisis de largo plazo, se evalúa los requerimientos a futuro del sistema e involucra tiempos por lo general mayores a 10 años. Un horizonte de mediano plazo evalúa los requerimientos actuales del sistema que busca satisfacer los niveles de demanda, que por lo general toma de 1 a 5 años. Ambos horizontes deben ser evaluados en la fase de planeamiento de forma tal de tener la mejor alternativa, sin embargo una vez hechos los requerimientos de mediano plazo, este viene a ser un problema de operación.

Los requerimientos del sistema de potencia en un horizonte de largo plazo encuentra algunas dificultades, una de estas dificultades es la proyección de la demanda pues no puede ser predicha con exactitud pese a que los últimos modelos

han mejorado notablemente. Luego la capacidad de generación debe satisfacer cierta incertidumbre en la demanda, es decir una reserva de generación debe satisfacer un incremento no previsto de la demanda, asimismo esta reserva debe prever ante contingencias en el sistema o fallas de las unidades o grupos de generación. Una práctica común para resolver este problema es considerar un porcentaje de reserva tanto para la fase de planeamiento como para el de operación.

2.2 Modelo del Generador

2.2.1 Indisponibilidad de la unidad de generación

El parámetro usado de una unidad de generación en una evaluación de capacidad en un período de largo plazo es la probabilidad de encontrar la unidad en salida forzada en un tiempo distante en el futuro, en aplicaciones de sistemas de potencia es conocida como la tasa de salida forzada de la unidad (FOR- forced outage rate). Se tienen las siguientes equivalencias:[1]

$$\begin{aligned} \text{Indisponibilidad (FOR)} = U &= \frac{\sum(\text{tiempo fuera de servicio})}{\sum(\text{tiempo fuera de servicio} + \text{tiempo en servicio})} \\ &= \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad \dots (2.1) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Disponibilidad} = A &= \frac{\sum(\text{tiempo en servicio})}{\sum(\text{tiempo fuera de servicio} + \text{tiempo en servicio})} \\ &= \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad \dots (2.2) \end{aligned}$$

Donde:

λ : Tasa esperada de falla

μ : Tasa esperada de reparación

Los conceptos de disponibilidad e indisponibilidad como se muestra en las ecuaciones 2.1 y 2.2 están asociados con un modelo de dos estados como el que se muestra en la figura 2.1. Este modelo se aplica de forma directa en unidades de base

ya que estas unidades están en servicio o en salida forzada. Las salidas programadas se consideran de forma separada.

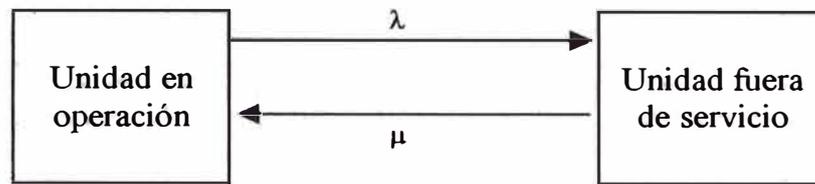


Figura 2.1 Modelo de dos estado para una unidad base.

En el caso de unidades de generación de largos ciclos de operación, la indisponibilidad (FOR) es un adecuado estimador de la probabilidad de que dicha unidad se encuentre en salida forzada en algún tiempo en el futuro. Sin embargo no proporciona una estimación adecuada cuando el ciclo de operación es relativamente corto como las unidades que operan en horas de demanda pico. En adición a esto, el período mas crítico de una unidad es el período de arranque, y en comparación con una unidad base, la unidad pico tendrá pocas horas de operación y muchos arranques y paradas. Estos aspectos se tienen que tomar en cuenta en el momento de estimar la indisponibilidad de una unidad en algún tiempo en el futuro.

2.2.2 Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad

El modelo requerido en estimaciones de pérdida de capacidad de generación es conocido como tabla de probabilidades de pérdida de capacidad. Como su nombre lo sugiere, es un arreglo de niveles de capacidad y asociado a la probabilidad de existencia. Si todas las unidades fueran idénticas, la tabla de probabilidades de pérdida de capacidad se podría obtener fácilmente utilizando una distribución binomial, pero en el sistema no todas las unidades son idénticas por lo tanto la distribución binomial tiene aplicaciones limitadas. Las unidades pueden ser combinadas usando conceptos básicos de probabilidad y este acercamiento puede ser extendido hacia una simple pero muy útil técnica recursiva en el que las unidades son añadidas secuencialmente hasta obtener el modelo final. Mayores detalles respecto del cálculo recursivo en la referencia [1].

2.2.3 Un algoritmo recursivo para construcción de un modelo de capacidad

La probabilidad acumulativa de un estado de pérdida de capacidad particular de X MW después de añadir una unidad de C MW y tasa de salida forzada U , es dado por:

$$P(X) = (1 - U) P'(X) + (U) P'(X - C) \quad \dots (2.3)$$

Donde $P'(X)$ y $P(X)$ denota la probabilidad acumulada de un estado de pérdida de capacidad de X MW antes y después que la unidad sea añadida. La expresión de arriba es inicializada ajustando $P'(X) = 1.0$ para $X \leq 0$ y $P'(X) = 0$ en otros casos. Mayores detalles de cálculo en l referencia [1]

2.3 Índices de pérdida de carga

El modelo del generador ilustrado en la sección anterior puede ser convolucionado con un modelo apropiado de carga para producir un índice de riesgo del sistema. Existen varios modelos de carga que pueden ser usado, de los cuales se obtiene un índice de riesgo asociado. Un modelo de carga que es usado extensamente es uno en el cual cada día es representado por su máxima demanda. La máxima demanda diaria puede ser ordenada en forma descendente para formar un modelo de carga que es conocida como curva de variación de la máxima demanda diaria. Sin embargo, cuando se utilice valores de carga horaria, el modelo resultante es conocido como la curva de duración de carga y en este caso el área bajo la curva representa la energía requerida en el período dado. Este no es el caso de la curva de variación de la máxima demanda diaria.

En esta aproximación, la tabla de probabilidades de pérdida de capacidad de generación del sistema es combinado con la característica de carga del sistema para obtener un riesgo esperado de pérdida de carga. Las unidades del índice de pérdida de carga estarán en días si se usa la curva de variación de la máxima demanda diaria y en horas si se usa la curva de duración de carga. Existe diferencia entre el término

“pérdida de capacidad” y “pérdida de carga”, el término “pérdida de capacidad” indica pérdida de generación que puede o no resultar en una pérdida de carga. Esta condición depende del margen de reserva de capacidad de generación y el nivel de carga del sistema. Una “pérdida de carga” ocurrirá solo cuando la capacidad del resto de las unidades de generación en servicio es excedido por el nivel de carga del sistema.

La máxima demanda diaria puede ser usada en conjunto con la tabla de probabilidad de pérdida de capacidad para obtener el número esperado de días en el período especificado en el cual la máxima demanda excederá la capacidad disponible. El índice en este caso se denomina pérdida de carga esperada (LOLE – loss of load expectation). [1]

$$\text{LOLE} = \sum_{i=1}^n P_i (C_i - L_i) \quad \text{días/período} \quad \dots(2.4)$$

Donde

- C_i : Capacidad instalada, constante para todo el período i
- L_i : Máxima demanda en el día i
- $P_i(C_i - L_i)$: Probabilidad de pérdida de carga en el día i . Este valor es obtenido directamente desde la tabla de probabilidad acumulativa de pérdida de capacidad.
- n : número de días durante el período

El índice LOLE también se obtiene usando la curva de duración de carga anual. En la figura 2.2 se muestra un típico sistema de relación capacidad-carga donde el modelo de carga es una curva continua sobre un período de 365 días. Una pérdida de capacidad particular contribuirá al LOLE del sistema con una cantidad igual al producto de la probabilidad de existencia de la pérdida particular y el número de veces de la unidad en el intervalo de estudio que una pérdida de carga podría ocurrir. Puede observarse en la figura 2.2 que cualquier capacidad menor que la reserva no contribuirá al LOLE del sistema. Matemáticamente, la contribución al LOLE del sistema por una pérdida de capacidad de O_k es $p_k T_k$ veces la unidad, donde

p_k es la probabilidad individual de la pérdida de capacidad O_k . El LOLE total para el intervalo de estudio es:

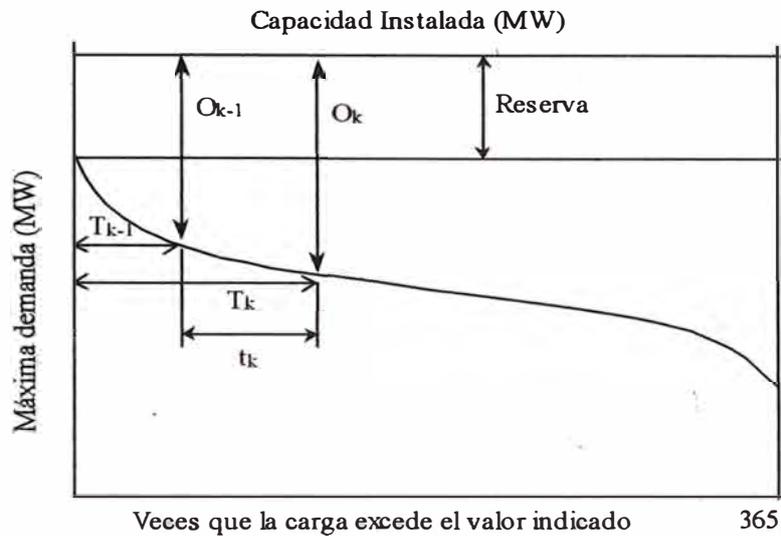


Figura 2.2 Relación entre demanda, capacidad y reserva

- O_k Magnitud de la pérdida kth en la tabla de probabilidades de pérdida de capacidad del sistema.
- T_k Número de veces la unidad en el intervalo de estudio que una magnitud de pérdida O_k podría resultar en una pérdida de carga.

$$LOLE = \sum_{k=1}^n p_k T_k \text{ veces la unidad} \quad \dots(2.5)$$

Los valores p_k en la ecuación (2.5) son las probabilidades individuales asociados con la pérdida de capacidad. La ecuación puede ser modificada para utilizar la probabilidad acumulada.

$$LOLE = \sum_{k=1}^n (T_k - T_{k-1}) P_k \text{ veces la unidad} \quad \dots(2.6)$$

P_k = Probabilidad acumulada para una pérdida de capacidad O_k .

Si la característica de la carga en la figura 2.2 es la curva de duración de carga, el valor del LOLE está en horas. Si la curva de variación de la máxima demanda diaria es usada, el LOLE está en días por el período de estudio.

El período de estudio podría ser una semana, un mes o un año. La aplicación mas usada es el uso de la curva sobre una base anual. Si el mantenimiento de la unidad de generación no fuere ejecutado, la tabla de probabilidad de pérdida de capacidad podría ser válido para el período entero. El efecto del mantenimiento de la unidad es discutido en la sección 2.4.

2.4 Salidas programadas de unidades.

En la sección anterior tanto el modelo de carga como el de capacidad del sistema se consideró aplicado sobre el período entero. Este no será el caso si algunas unidades son retiradas para los servicios de inspección y mantenimiento de acuerdo a un plan programado. Durante este período la capacidad disponible no es constante y por lo tanto la tabla de probabilidad de pérdida de capacidad no es aplicable. La figura 2.3 muestra un ejemplo de un programa de mantenimiento.

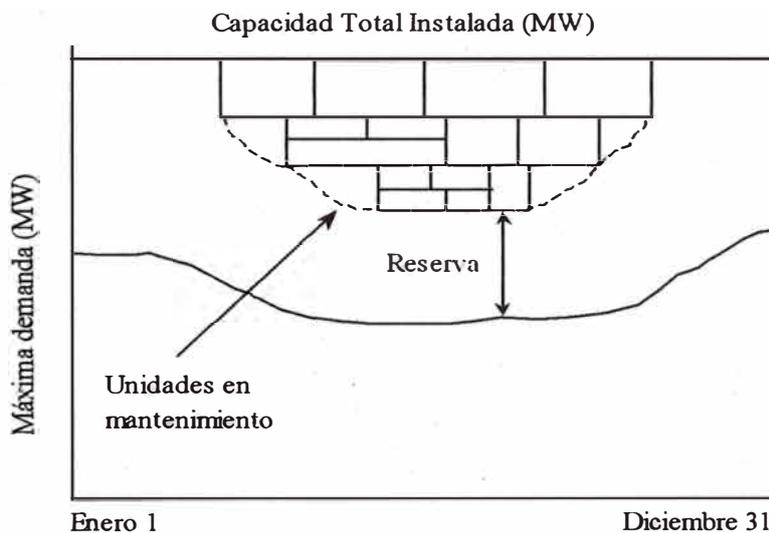


Figura 2.3 Demanda anual y modelo de capacidad

El $LOLE_a$ anual se obtiene dividiendo el año en períodos y calculando el $LOLE_p$ usando el modelo de capacidad modificada y el modelo de carga del período apropiado. Luego el índice de riesgo es dado por: [1]

$$LOLE_a = \sum_{p=1}^n LOLE_p \quad \dots (2.7)$$

El modelo de capacidad modificado se obtiene creando una nueva tabla de probabilidades de pérdida de capacidad para cada condición de capacidad. La capacidad total instalada puede incrementarse durante el año debido al ingreso de nuevas unidades. Este también se añade en el modelo de capacidad en el período adecuado. Si la puesta en servicio de nuevas unidades es incierta, este puede ser representado por una distribución de probabilidades e incorporado en un período base usando la siguiente ecuación:

$$LOLE_p = (LOLE_{pa})a + (LOLE_{pu})u \quad \dots (2.8)$$

Donde:

- $LOLE_p$: Valor LOLE en el período.
- $LOLE_{pa}$: Valor LOLE en el período incluyendo la unidad.
- $LOLE_{pu}$: Valor LOLE en el período sin la unidad.
- a: Probabilidad de que la unidad entre en servicio.
- u: Probabilidad de que la unidad no entre en servicio.

La unidad aún tiene la oportunidad de fallar debido a que este entra en servicio. Este está incluido en el $LOLE_{pa}$. El índice de riesgo anual se obtiene utilizando la ecuación (2.7).

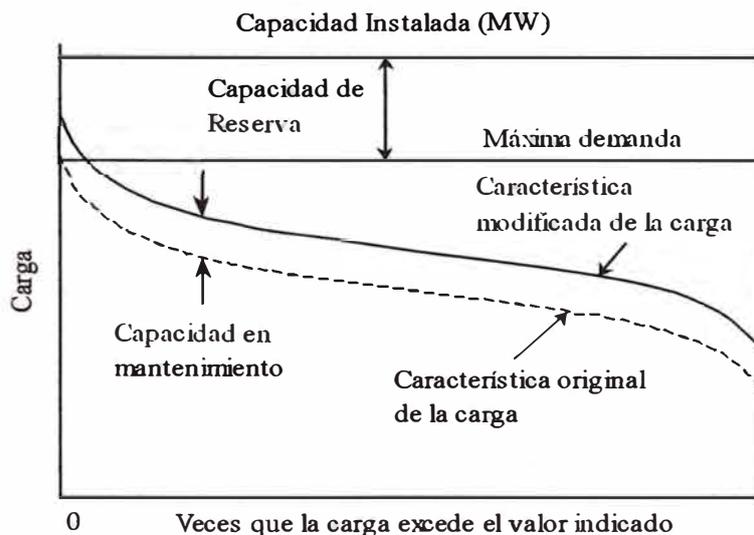


Figura 2.4 Método aproximado incluyendo mantenimiento

Algunos consideran al mantenimiento como se indica en la figura 2.4, en ella, la capacidad en mantenimiento se añade a la carga y luego se usa la tabla de probabilidad de pérdida de capacidad.

La aproximación mostrada en la figura 2.4 muestra los mismo resultados como el que se muestra en la figura 2.5, en el cual la tabla de probabilidades de pérdida de capacidad original es usado pero la capacidad total disponible es reducido por la cantidad en mantenimiento.

Ambos métodos son aproximados porque la probabilidad de estado en el modelo de generación son inalterados y por lo tanto no reflejan el comportamiento real del sistema durante el mantenimiento.

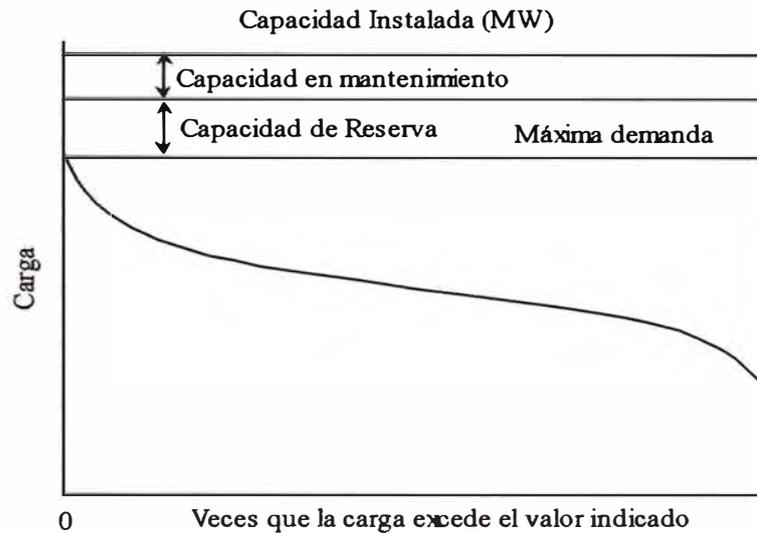


Figura 2.5 Reducción de capacidad debido a mantenimiento

El método más real es la combinación de unidades disponibles del sistema dentro de una tabla de probabilidades de pérdida de capacidad aplicable en el período considerado como se describió anteriormente. Estudios prácticos del sistema usando métodos aproximados y métodos reales indica que la adición de la capacidad en mantenimiento a la carga o la sustracción de la capacidad instalada sin la alteración de las probabilidades de pérdida resulta en altos niveles de riesgo y el aumento del error con la capacidad de mantenimiento incrementado. Este error puede ser ignorado en un sistema grande en el cual la capacidad de mantenimiento es un porcentaje bastante pequeño respecto de la capacidad total.

Si el mantenimiento es programado para minimizar el riesgo o de acuerdo con un criterio de riesgo constante luego la reserva mostrado en la figura 2.3 puede ser muy variable. Es importante entender que reserva constante no es lo mismo que riesgo constante. El sistema no es tan confiable si una unidad con baja tasa de salida forzada es removido que cuando una unidad de capacidad similar con alta tasa de salida forzada es removido del servicio.

2.5 Índices de pérdida de energía

La aproximación LOLE utiliza la curva de variación de la máxima demanda diaria o la máxima demanda diaria individual para calcular el número esperado de

días en el período que la máxima demanda diaria excede la capacidad instalada disponible. Un índice LOLE puede también ser calculado usando la curva de duración de carga o valores horarios individuales. El área bajo la curva de duración representa la energía utilizada durante el período especificado y puede ser usado para calcular la energía no suministrada debido a una insuficiente capacidad instalada. Los resultados de esta aproximación se expresan en términos de una razón probable entre la energía cortada debido a deficiencias en la capacidad disponible de generación y la energía total requerida por el sistema. Para una curva de duración de carga dada, esta relación es independiente del período de tiempo considerado, el cual usualmente es un mes o un año. La relación generalmente es mucho menor de la unidad y puede ser definido como índice de energía de desconfiabilidad. Sin embargo es más usual sustraer esta cantidad desde la unidad y así obtener la relación probable entre la energía que será suministrada y la energía total requerida por el sistema. Este es conocido como índice de energía de confiabilidad.

Las probabilidades de tener cantidades variables de capacidad indisponible son combinadas con la carga del sistema como se muestra en la figura 2.6. Cualquier pérdida de capacidad de generación que exceda la reserva resultará en un corte de energía. Sea:

$O_k =$ Magnitud de la pérdida de capacidad

$P_k =$ Probabilidad de una pérdida de capacidad de O_k

$E_k =$ Energía cortada por una pérdida de capacidad igual a O_k

La energía cortada es mostrada como el área sombreada en la figura 2.6.

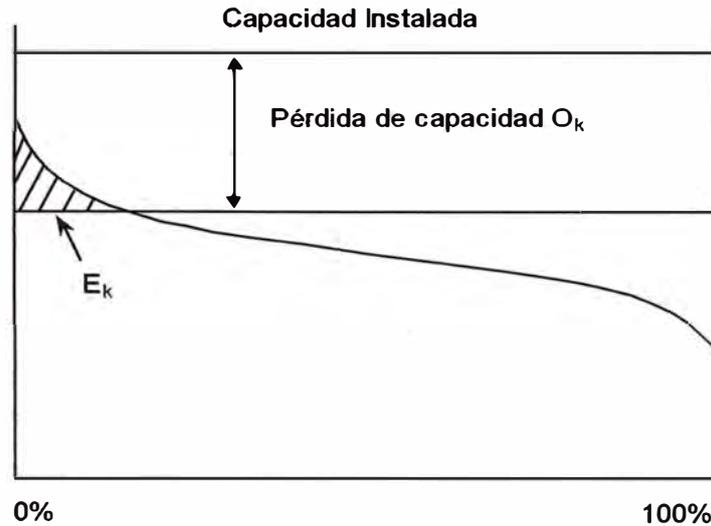


Figura 2.6 Energía cortada debido a una condición de pérdida de capacidad.

La energía cortada probable es $E_k P_k$. La suma de estos productos es la energía cortada total esperada o pérdida de energía esperada (LOEE- loss of energy expectation) donde:

$$LOEE = \sum_{k=1}^n E_k P_k \quad \dots(2.9)$$

Este puede ser normalizado utilizando la energía total bajo la curva de duración de carga designada como E.

$$LOEE_{p.u.} = \frac{\sum_{k=1}^n E_k P_k}{E} \quad \dots(2.10)$$

El valor LOEE en por unidad representa la relación entre la energía cortada probable debido a deficiencias en la capacidad de generación disponible y la energía total requerida para suministrar la demanda del sistema. El índice de energía de confiabilidad, EIR, es luego:

$$EIR = 1 - LOEE_{p.u.} \quad \dots (2.11)$$

Es importante apreciar que para un horizonte de mediano plazo el sistema eléctrico de potencia sea limitado por energía, debido a que la energía no suministrada puede fácilmente ser evaluada. Para un horizonte de largo plazo el sistema eléctrico de potencia será por lo general limitado por potencia o capacidad por su facilidad en el análisis.

2.6 Sistemas Interconectados

La capacidad de generación de los sistemas eléctricos de potencia normalmente es mejorado por la interconexión a otros sistemas. Cada sistema interconectado opera con un determinado nivel de riesgo con una menor reserva del que requeriría sino estuviera interconectado. Los beneficios de un sistema interconectado dependen de la capacidad instalada en cada sistema, la capacidad total de la línea de interconexión, la tasa de salida forzada de estas líneas, los niveles de carga y las incertidumbres residuales en cada sistema y del tipo de acuerdo entre sistemas.

Existen varios métodos probabilístico disponible en el presente los cuales proporcionan medios para cuantificar la distribución de confiabilidad en los sistemas interconectados. La pérdida de carga esperada (LOLE) es una de las técnicas mas usadas debido a su flexibilidad y su simplicidad de su aplicación. Se muestra dos métodos para las aproximaciones en el cálculo del LOLE, estos son: Método de arreglo de probabilidades y el método de asistencia de unidad equivalente. En la primera aproximación un modelo de capacidad es desarrollado para cada sistema y se obtiene a partir de ellos un arreglo de probabilidades de pérdida de capacidad simultánea. El segundo método modela la asistencia de un sistema como la asistencia de una unidad equivalente el cual es llevado a través de una línea y añadido dentro del modelo de capacidad existente del sistema asistido. El cálculo de los riesgos en un sistema asistido se realiza como en el caso de un simple sistema normal (uninodal). [1]

2.6.1 Método de arreglo de probabilidades en dos sistemas interconectados.

Una situación de pérdida de carga surge en un sistema cuando la asistencia disponible a través de la interconexión no puede compensar una deficiencia de capacidad debido a la pérdida de capacidad y la demanda en ese sistema. El cálculo del índice LOLE depende por lo tanto de la simultaneidad de las ocurrencias de una pérdida de capacidad en ambos sistemas. Los medios de generación en ambos sistemas pueden ser representados por un arreglo de probabilidades de dos dimensiones cubriendo todas las combinaciones posibles de pérdidas de capacidad en los dos sistemas. Este arreglo incorporado representa el modelo de capacidad de todo el sistema con una interconexión ideal. Esta representación puede ser modificada por la inclusión de un nivel de carga y restricciones de la línea de transmisión. Este concepto se muestra esquemáticamente en la figura 2.7, el cual ilustra los límites entre un buen y mal estado.

El primer paso en esta aproximación es el desarrollo del modelo de capacidad de cada sistema. Este es expresado en la forma de una tabla de probabilidad de pérdida de capacidad. Este puede ser obtenido recursivamente por adición sucesiva de unidades de generación hacia una tabla usando los algoritmos dado en la parte 2.2. El arreglo de probabilidades de las probabilidades de pérdida simultánea en ambos sistemas se obtiene desde las tablas del sistema individual. Las situaciones de pérdida de carga en cada sistema son determinadas desde la condición de pérdida de capacidad simultánea, la disponible asistencia de emergencia a través de la línea de interconexión y la máxima demanda respectiva del sistema. Cuando el período de estudio es un día, la suma de las probabilidades simultáneas asociadas con la situaciones de pérdida de carga en cada sistema es el riesgo del sistema expresado como una pérdida de capacidad esperada en días por día. La evaluación de la confiabilidad para un período largo de estudio puede ser efectuado por la repetición del cálculo para cada uno de los siguientes días y adicionando al valor esperado del LOLE.

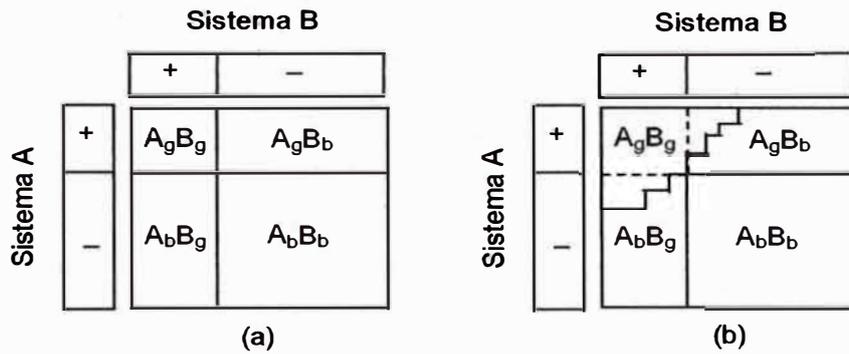


Figura 2.7 Conceptos de arreglo de probabilidades: (a) sin línea; (b) con línea

Subscripción: g = estado bueno,

b = estado malo

Símbolo : + = estado de reserva positivo

- = estado de reserva negativa.

El método puede ser ilustrado a través de un ejemplo, este ejemplo puede visualizarse en la referencia [1].

2.6.2 Aproximaciones por asistencia de unidad equivalente de dos sistemas interconectados.

La aproximación de unidad equivalente representa los beneficios de interconexión entre dos sistemas en términos de una unidad multiestado equivalente, el cual describe la habilidad potencial de un sistema para adecuar las deficiencias de capacidad en el otro sistema. Este es descrito considerando al Sistema A como el sistema asistido y al Sistema B como el sistema asistente. El nivel de asistencia de capacidad para un estado de pérdida de capacidad particular en el Sistema B es dado por el mínimo de capacidad de la línea y la reserva disponible del sistema. Todos los niveles de asistencia de capacidad mayores o iguales a la capacidad de la línea son reemplazados por un nivel de asistencia que es igual a la capacidad de la línea. Esta tabla de asistencia de capacidad puede ser convertido en un modelo de capacidad de una unidad multiestado equivalente el cual es añadido al modelo de capacidad existente del Sistema A. Usando los algoritmos dados en la parte 2.2, el nivel de riesgo es evaluado como si se tratase de un solo sistema.

La aproximación por asistencia de unidad equivalente se describe mejor con un ejemplo, las cuales pueden apreciarse en la referencia [1].

2.6.3 Factores que afectan la disponible asistencia de emergencia a través de las interconexiones

Una pérdida de carga en un sistema ocurre cuando la capacidad disponible no puede satisfacer la demanda. En el caso de un sistema interconectado, la deficiencia de capacidad puede ser reducido por la asistencia disponible de otros sistemas. Esta asistencia depende de la capacidad disponible y la reserva de operación en los otros sistemas, las limitaciones de interconexión y el tipo de acuerdo entre los sistemas. Estos factores tienen un impacto en el nivel de confiabilidad de sistemas interconectados. Algunos de-estos factores son: [1]

- Efecto de la capacidad de la línea de interconexión
- Efecto de la confiabilidad de la línea de interconexión
- Efecto del número de líneas de interconexión
- Efecto de la incertidumbre de la capacidad de la línea de interconexión
- Efecto de los acuerdos de interconexión
- Efecto de la incertidumbre de la proyección de la demanda

2.6.4 Sistemas Multiconectados

El método descrito en la sección 2.6.2 sobre evaluación de niveles de riesgo en dos sistemas interconectados puede ser extendido para determinar niveles de riesgo en sistemas multi-interconectados incluyendo sistemas que son enmallados. Las técnicas pueden estar basados tanto en una aproximación por arreglo de probabilidades o por unidades equivalentes. El factor más importante antes de empezar la evaluación es el acuerdo de interconexión entre los sistemas. Considerar como ejemplo el casos de tres sistemas A, B y C conectados como se muestra en la figura 2.9 con A como sistema de interés. Primero considerar las siguientes dos condiciones (otras también son posibles):

(a) A deficiente, B y C es exceso.

En este caso el Sistema A puede recibir asistencia desde el Sistema B, directamente a través de la línea T1 o indirectamente vía el Sistema C a través de las líneas T2 y T3. La limitación de la asistencia dependerá de la reserva en el Sistema B y las capacidades de las líneas. Similarmente el Sistema A puede recibir asistencia desde el Sistema C. En este caso, no hay dificultad sobre cual sistema tiene prioridad de reserva disponible.

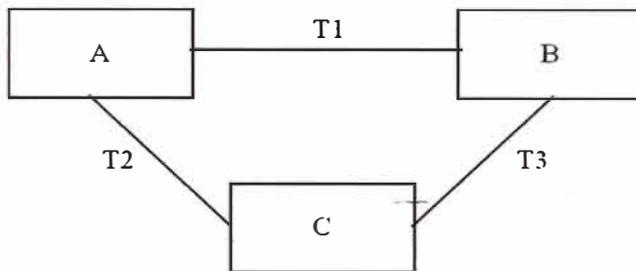


Figura 2.8 Tres sistemas interconectados (anillo)

(b) A y C deficiente, B en exceso

En este caso el Sistema A y C requiere asistencia desde el Sistema B y una clara apreciación de prioridad es esencial antes de evaluar los índices de riesgo. Existe muchas posibilidades de acuerdos de interconexión incluyendo el siguiente: Sistema A (o C) tiene total prioridad sobre los otros y sus deficiencias son cubiertas antes que los otros; El Sistema A y Sistema C comparten las reservas del Sistema B en una de muchas formas.

Una vez que los acuerdos de interconexión se hayan establecidos, los índices de riesgo de cualquiera de los sistemas pueden ser evaluados usando tanto las aproximaciones por arreglo de probabilidades o una aproximación por unidad equivalente. Estos son descritos brevemente.

(a) Aproximación por arreglo de probabilidades.

En esta aproximación, el arreglo de probabilidades creado tiene tantas dimensiones como sistema haya. Existe una dificultad para manejarlo manualmente pero puede ser creado usando una herramienta computacional. Una pared límite multidimensional es luego construido mediante este arreglo el cual particiona los estados buenos del sistema desde sus estados malos tomando en cuenta los acuerdos entre sistemas, la reserva en cada sistema y las capacidades de la línea de interconexión. Este es idéntico en concepto al arreglo de dos dimensiones mostrado en la figura 2.7. Luego los niveles de riesgo en el Sistema A (también Sistema B y C) puede ser evaluado usando las técnicas descritas previamente.

(b) Aproximación por unidad equivalente.

En este caso unidades asistentes equivalentes pueden ser desarrollados para ambos sistemas asistentes (en la aproximación de unidad equivalente solo uno de los sistemas es considerado como sistema asistido) que tomen en consideración los acuerdos entre sistemas, la reserva en cada sistema y las capacidades de la línea de interconexión. Estas unidades equivalentes son luego combinado con el modelo de generación del sistema asistido, el cual es analizado como un sistema simple usando las técnicas previas expuestas. [1]

CAPÍTULO III

DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SEIN

En este capítulo se realiza un diagnóstico de la situación actual del SEIN referente a la distribución del margen de reserva de generación. Para tal fin, se revisa la información histórica disponible de la demanda eléctrica del SEIN y la oferta de generación. Se analiza la metodología para asignar y remunerar el margen de reserva de generación. Se revisa también los planes de expansión de generación y transmisión desarrollador por el MEM. Con lo anterior se realiza un análisis de la evolución del margen de reserva de generación y su distribución. Para el desarrollo de esta parte se tiene como referencia las publicaciones del MEM, del OSINERG y del COES. [5], [6], [9] y [13].

3.1 Generalidades

El sistema eléctrico peruano ha experimentado un importante crecimiento en la última década tanto en el lado de la demanda como en la oferta eléctrica. Algunos de los factores que contribuyeron a este crecimiento fueron la privatización de empresas eléctricas, la promulgación de leyes y normas que regulan la participación en este sector. De esta forma el Estado pasó de ser el operador del Sistema Eléctrico a ser supervisor del Sistema eléctrico.

El encontrarse en un país en vías de desarrollo con baja densidad poblacional es señal clara de un crecimiento positivo de la demanda eléctrica en el mediano y largo plazo. La incertidumbre en el crecimiento de la demanda dependerá del crecimiento de la población, del crecimiento industrial, comercial, en suma irá ligado al crecimiento económico del país.

Según el COES, la oferta eléctrica actual (2004) del sistema tiene más de 38% de reserva en potencia efectiva respecto de la máxima demanda, pero la mayoría de ellas que forman parte de esta reserva son de costos variables relativamente altos y con muchos años en operación. Sin embargo la inversión en

este sector dependerá del crecimiento de la demanda y los riesgos que implican la recuperación de la inversión.

La llegada del Gas de Camisea a la capital ha tenido un impacto importante en el lado de la oferta eléctrica debido a que es un combustible de bajo costo respecto de los otros derivados del petróleo. Luego las inversiones en sistemas de generación en el mediano y largo plazo crecerá en torno a dicho combustible desplazando a las plantas existentes de alto costo variable. La expansión de la oferta en torno a un combustible de bajo costo condiciona el plan de expansión a la cobertura de dicho combustible. Esto trae consecuencias en la operación del SEIN en el largo plazo en el caso que la cobertura de este combustible u otro de bajo costo no esté distribuido a lo largo de las redes del SEIN, ya que cuando se requiera hacer uso de las reservas de generación, estarán limitadas por restricciones de transmisión.

3.2 Demanda Eléctrica

La demanda eléctrica en los últimos años ha tenido un crecimiento relativamente alto debido al crecimiento económico del país. En la tabla 3.1 se muestra la evolución de la demanda eléctrica para los años 1991-2003.

En la tabla 3.1 se puede observar que la máxima demanda ha tenido una tasa de crecimiento constante equivalente 1991-2003 de 5.76%. Asimismo el consumo de energía para el mismo período ha tenido una tasa de crecimiento constante equivalente a 7.33%. Una tasa de crecimiento superior del consumo de energía respecto del crecimiento de la máxima demanda indica que el factor de carga del sistema se ha elevado y por lo tanto el diagrama de carga equivalente diario tiende a ser menos pronunciada. También se observa grandes crecimientos anuales como el caso del año 2000 con un crecimiento de 23.07%, esto se debería al ingreso de grandes proyectos mineros.

No es el objetivo del presente estudio desarrollar una metodología respecto de la proyección de la demanda pero no está por demás mencionar algunos criterios y métodos utilizados por el OSINERG y el Ministerio de Energía y Minas.

Tabla 3.1 Evolución de la demanda eléctrica.

Año	Máxima demanda		Consumo Anual	
	MW	%	GWH	%
1991	1521	-	8877	-
1992	1473	-3.12%	8055	-9.27%
1993	1668	13.25%	9542	18.46%
1994	1789	7.23%	10719	12.34%
1995	1797	0.45%	11045	3.04%
1996	1774	-1.30%	11083	0.34%
1997	1998	12.68%	12170	9.81%
1998	2106	5.39%	13411	10.19%
1999	2130	1.12%	13791	2.83%
2000	2621	23.07%	15318	11.08%
2001	2792	6.54%	18463	20.53%
2002	2908	4.16%	19658	6.47%
2003	2976	2.33%	20751	5.56%
T.C.	5.76%	-	7.33%	-

T.C.: Tasa de crecimiento

Actualmente para la fijación tarifaria se usa el modelo desarrollado por la firma consultora MONENCO (1996), este se basa en un modelo de crecimiento global de la demanda del SEIN, al cual se le agrega por fuera las grandes cargas especiales y nuevos proyectos. El modelo de crecimiento global de la demanda se base en un modelo econométrico el cual utiliza variables explicativas. Estas variables explicativas se refiere al crecimiento poblacional, producto bruto interno y el precio de la energía eléctrica. Una de las dificultades para este modelo es la calidad de los datos históricos y el tamaño de estos datos históricos, ya que se requiere un tamaño de por lo menos 3 veces la proyección requerida.

Otro de los métodos utilizados es el de la encuesta, que se utiliza en sectores donde no se percibe un crecimiento vegetativo de la carga global, donde el tamaño de la inversión futura puede modificar drásticamente el crecimiento en la demanda. Este método está caracterizado por la probabilidad de ocurrencia. Este método por lo general se usa en los sectores mineros.

El Ministerio de Energía y Minas utiliza el método econométrico. Las variables explicativas utilizadas están expuestas a incertidumbre así como los proyectos mineros tienen probabilidades de ocurrencias, por ello el MEM utiliza escenarios de crecimiento, determinando tres escenarios de crecimiento: Escenario

pesimista, Escenario moderado y Escenario optimista. Este método de proyección en el largo plazo abarca un amplio margen por lo que la inversión en el lado de la oferta debe darse en uno de estos escenarios. Para el desarrollo del presente estudio se utilizará un horizonte de crecimiento moderado.

3.3 Oferta Eléctrica

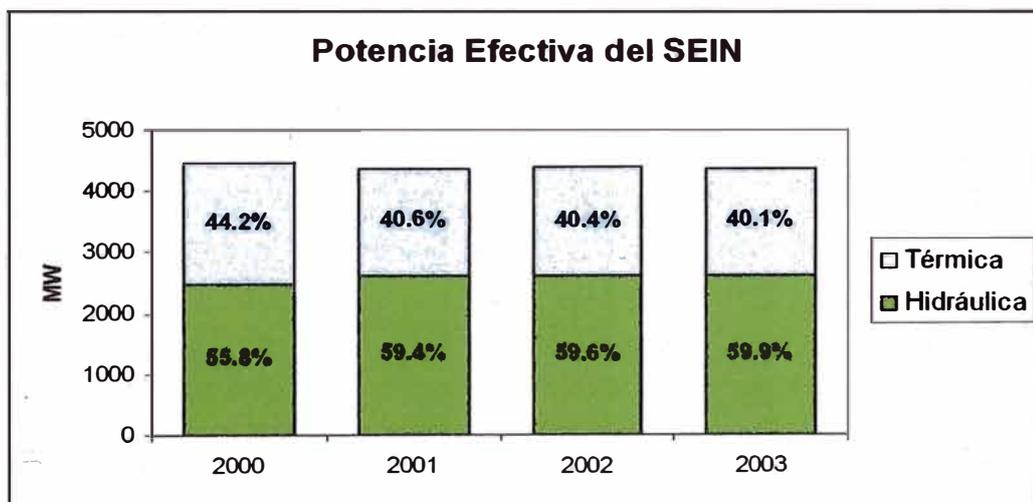
La oferta de generación eléctrica en el SEIN está compuesta por centrales eléctricas del tipo hidráulica y térmica, con mayor presencia hidráulica ya que se cuenta con recurso hídrico. De información del COES [9], se tiene el siguiente registro histórico:

Tabla 3.2 Evolución de la oferta eléctrica

Año	Potencia Efectiva (MW)		
	Hidráulica	Térmica	Total
2000	2494.19	1973.70	4467.89
2001	2603.17	1779.63	4382.80
2002	2625.55	1776.57	4402.12
2003	2626.01	1755.15	4381.16

Con los datos históricos mostrados en la tabla 3:2 se construye la figura 3.1 para mostrar de forma gráfica la evolución de la oferta eléctrica desde el año 2000.

Figura 3.1 Evolución de la oferta eléctrica



Como se puede apreciar en la tabla 3.1 y la figura 3.1, el total de la oferta eléctrica se ha mantenido casi constante desde el 2002. La presencia hidráulica es superior respecto de la térmica, siendo en el 2003 la mayor diferencia.

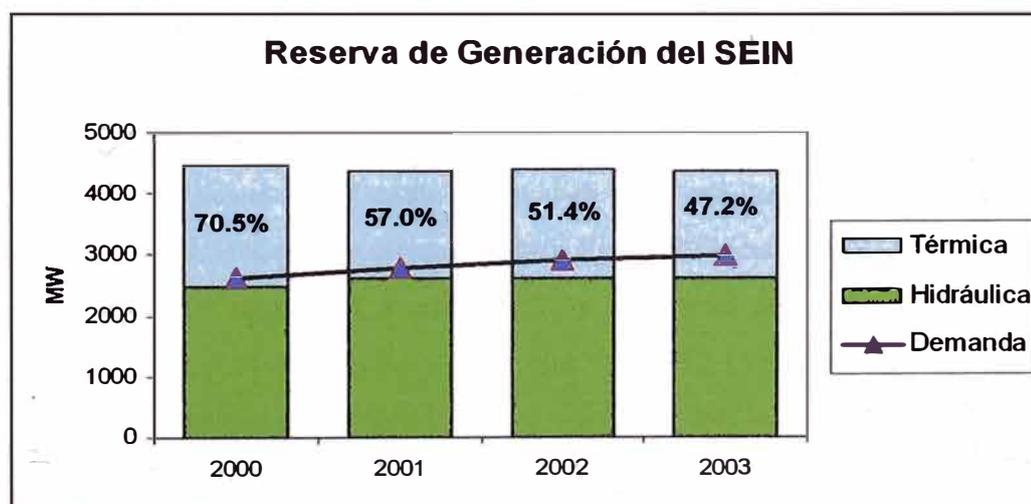
La oferta eléctrica está siendo soportada por la disponibilidad hídrica de la región. Luego, en un año seco la oferta eléctrica disminuye, esta disminución dependerá de la capacidad de los embalses correspondiente. Un año seco será siempre una amenaza para un sistema con mayor presencia de centrales hidráulica.

3.4 Reserva de generación

La capacidad de generación que excede la máxima demanda se le denomina reserva de generación. En un mercado de libre acceso, la reserva de generación está directamente relacionada a la remuneración que perciba por dicho concepto, es decir la señal precio debe ser atractivo como para que un inversionista ingrese al mercado con un nuevo grupo de generación. Veamos la evolución de la reserva de generación en el SEIN.

Con los reportes mostrados en las partes 3.2 y 3.3, se construye un gráfico donde se muestra la evolución de la reserva de generación.

Figura 3.2 Evolución de la Reserva de Generación del SEIN



De la figura 3.2, la reserva de generación del SEIN para el año 2000 respecto de la máxima demanda fue de 70.5%. Para el año 2001 esta reserva de generación disminuye a 57%, esta disminución se debe al retiro de unidades térmicas de Ventanilla del SEIN y en menor proporción al incremento de la máxima demanda. A partir del año 2001 al 2003 el margen de reserva de generación disminuye conforme se incrementa la demanda ya que la oferta permanece casi constante. El valor final que se obtiene al año 2003 (47.2%) es un tanto conservador.

La reducción de la reserva de generación revela que la remuneración de la capacidad no es suficiente para mantener el nivel de reserva. Esta disminución seguirá hasta encontrar un límite donde la remuneración percibida por capacidad sea suficiente para recuperar la inversión.

3.5 Metodología actual para la Determinación de Reserva de generación

La determinación de la reserva de generación se realiza de forma administrativa en la que se busca determinar un margen de reserva con carácter remunerativo. Es decir, los grupos de generación que estén dentro del margen de reserva de generación deberían percibir remuneración por capacidad. El principio que sustenta esta metodología es el de asegurar una continuidad del servicio eléctrico por medio de cierto nivel de confiabilidad. La responsabilidad es asumida por el ente regulador.

El artículo 112, en la letra e) del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (D.S. N° 009-93-EM) dice: “El Margen de Reserva para cada sistema eléctrico, será fijado por el MEM cada 4 años o en el momento que ocurra un cambio sustancial en la oferta o demanda eléctrica. Para fijar el Margen de Reserva se deberá considerar criterios de seguridad, confiabilidad y economía en el abastecimiento de la demanda eléctrica a nivel de alta y muy alta tensión“. Luego es tarea del MEM fijar el Margen de Reserva de generación para el corto y mediano plazo.[6]

Este Margen de Reserva fijada por el MEM se utiliza para la asignación y remuneración de la potencia firme de los grupos de generación del SEIN. Así todos

los grupos de generación que estén dentro del margen de reserva, tendrán la posibilidad de percibir remuneración por su potencia firme. Sin embargo, el COES, de acuerdo a sus procedimientos [9], permite que algunos de estos grupos de generación que están dentro del margen de reserva no perciba remuneración y otras que no estén perciban remuneración. De esta manera, se trata de favorecer la ubicación de los grupos de generación pero no se garantiza una remuneración de manera continua.

Actualmente, el parque generador térmico está compuesto en gran parte por turbinas a gas que utilizan como combustible derivados de petróleo, este combustible tiene un costo relativamente alto. Muchas de estas unidades son antiguas lo cual le resta a su eficiencia. Estas unidades son las que cubren el Margen de Reserva actual.

Con la llegada del Gas de Camisea a la parte central del SEIN (La capital), se dispone de un combustible de bajo costo respecto de los otros derivados del petróleo. Sin embargo no se dispone dicho combustible en todos los sectores del SEIN. Las nuevas inversiones en cuanto a centrales térmicas estarán en torno a la disponibilidad del Gas de Camisea, ya que le permitirá una buena posición en el cuadro de méritos por su relativo bajo costo variable.

El modelo utilizado para determinar el Margen de Reserva es el de un sistema uninodal [6], es decir se considera al SEIN como un gran nodo en el cual convergen todos los grupos de generación. Estos grupos de generación compiten entre sí sobre la base de sus respectivos costos variables. Los grupos hidráulicos ingresan en primera instancia ya que sus costos variables son prácticamente cero. Los costos variables de grupos térmicos van directamente influenciados con el costo del combustible y su eficiencia.

La metodología para fijar la asignación de la reserva de generación utilizaba criterios determinísticos y en la última fijación [6] se utiliza criterios probabilísticos pero enmarcados dentro de un modelo uninodal. El criterio probabilístico busca encontrar un equilibrio entre los costos por inversión en generación (reserva) y la

energía no servida evaluada a costo de falla. La energía no servida es determinada por intermedio de los indicadores de confiabilidad LOLE y LOEE.

El método de cálculo del LOLE utiliza procedimientos simplificados o aproximados y no como el que se muestra en el capítulo 2 del presente proyecto de tesis. Utilizar cálculos aproximados introduce un margen de error la cual puede incrementar una mayor incertidumbre en la fijación del margen de reserva. Para calcular el LOLE se utiliza la curva de duración anual de la carga, esto para facilitar el cálculo del LOEE como energía no servida.

Adicionalmente, se considera por fuera un grupo de generación para las situaciones de mantenimiento. Cuando una unidad de generación se encuentra en mantenimiento no contribuye a la confiabilidad del sistema, por esa razón se incrementa por fuera dicha unidad. Esta metodología no es exacta pero es aceptable cuando el tamaño del sistema es grande.

La metodología actual con un cálculo aproximado, facilita la determinación del margen de reserva de generación para el corto y mediano plazo. La facilidad de los cálculos permite ser flexible para diferentes condiciones de operación del SEIN y no requiere grandes labores computacionales. Sin embargo, esta metodología solo es útil para un modelo uninodal. El método exacto requiere grandes labores computacionales y puede ser utilizado en un sistema multizonal. En el proyecto de tesis se utilizará el método de cálculo exacto mostrado en el capítulo 2.

Una de las desventajas de esta metodología es que el tamaño de la reserva no es determinado por un mercado. Asimismo, los resultados no aseguran una adecuada distribución de la reserva de generación, permitiendo la concentración de dicha reserva.

3.6 Metodología actual para la remuneración de la Reserva de generación

La remuneración de la reserva de generación es determinada por medio administrativo por el ente regulador. El ente regulador es responsable de mantener un

nivel razonable de confiabilidad que asegure el suministro eléctrico, por ello, se fija los pagos por capacidad en la cual está incluida la reserva de generación. La señal precio dada por el ente regulador deberá ser adecuado para atraer nuevos grupos de generación que asegure dicha reserva de generación.

Una de las tareas del Organismo Supervisor de la Inversión de la Energía (OSINERG) es la de fijar cada 4 años el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Estos factores señalan un equilibrio entre la oferta y la demanda en el largo plazo, asegurando un adecuado nivel de confiabilidad en la continuidad del suministro eléctrico al SEIN. Estos factores son utilizados en el proceso de la Fijación del Precio Básico de la Potencia, acorde con la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) (D.L. N° 25844), y su Reglamento (D.S. N° 009-93-EM). [4]

El MRFO se determina en base a una expansión óptima de mínimo costo del parque generador del SEIN en un horizonte de largo plazo, en el cual se debe satisfacer criterios mínimos de seguridad, confiabilidad y calidad. La relación porcentual de largo plazo entre la potencia firme de dicho parque generador y la máxima demanda definen el MRFO.

El TIF señala la probabilidad de encontrar no disponible la unidad de punta durante el período de interés. Este valor se determina en base a datos estadísticos de grupos térmicos de EE.UU y Canada ya que disponen de una muestra bastante amplia. La referencia para la determinación del TIF son los datos que registra North American Electric Reliability Council (NERC).

La metodología utilizada para determinar el MRFO es similar al utilizado para determinar el margen de reserva de generación de corto y mediano plazo. El hecho de utilizar cálculos aproximados y un modelo uninodal, te permite expandir con facilidad un análisis en el largo plazo.

Por otro lado, de conformidad con la Ley de Concesiones Eléctricas, corresponde al COES – SINAC la presentación de una propuesta del Precio Básico

de la Potencia, la cual debe ser sustentado con un estudio técnico – económico. Finalmente le corresponde al OSINERG revisarla y aprobarla. Toda la metodología de cálculo puede ser revisada en la referencia [7].

Según el procedimiento para determinar el Precio Básico de la Potencia,[7] se debe determinar el tipo de unidad más económica del sistema para suministrar potencia adicional durante horas de punta. En un sistema uninodal, el tipo de unidad será de mayor tamaño que el de un sistema multizonal, el costo unitario de la unidad será menor que si partimos el SEIN. Entonces, considerar un solo tipo de unidad en todo el SEIN como unidad más económica resulta ser adecuada. Sin embargo se debe tener presente las restricciones de cada zona ya que las unidades térmicas son sensibles a las condiciones climáticas (en particular, la altura sobre el nivel del mar).

La remuneración de la reserva de generación está incluida en el Precio Básico de la Potencia a través de los indicadores de MRFO y el TIF y es distribuida por medio de procedimientos ejecutados por el COES. De esta manera, el COES remunera a cada uno de sus integrantes (grupos de generación) incluidos dentro del margen de reserva, sin embargo, estos mismos procedimientos permiten que grupos de generación no incluidos en el margen de reserva puedan percibir, disminuyendo los ingresos a cada uno de los generadores.

Los últimos acuerdos de parte del MEM son de favorecer a los grupos de generación que despachan, es decir, a los grupos de menores costes variables porque estos despachan primero. De esta manera se retrasa el tiempo de recuperación de la inversión de los grupos de generación de mayor coste variable e incluso peligra su retorno de la inversión. Esto, permite que grupos de generación con posibilidad de movilización migren a lugares donde puedan tener un acceso a combustible de menor coste. En este caso el combustible de menor costo variable es el Gas de Camisea. Esta movilización de grupos de generación reduce los niveles de confiabilidad de suministro de la zona en la que estuvo.

Entonces, la metodología para determinar el costo unitario del margen de reserva de generación es el adecuado, pero no lo, es la forma de repartir los ingresos

entre las unidades que forman parte de dicho margen de reserva. La metodología para remunerar las unidades de generación que forman parte del margen de reserva de generación no asegura la recuperación de la inversión en especial de las unidades de mayor coste variable.

Se puede decir entonces que la metodología remunerativa no está dirigida de manera adecuada a los grupos de generación que contribuyen a la confiabilidad del SEIN. Otro de los aspectos es que los grupos de generación que perciben remuneración no están obligados a prestar servicio cuando es requerido, es decir, dicha unidad puede estar en mantenimiento correctivo o fallar al momento del arranque y la responsabilidad es trasladada al siguiente grupo generador.

3.7 Análisis de la distribución del margen de reserva de generación en el SEIN

Para realizar un análisis de la distribución del margen de reserva de generación en el SEIN, se divide el sistema en tres zonas. Estas tres zonas son:

- Zona Norte: Comprende el área de transmisión longitudinal entre las barras de Chimbote, Trujillo, Guadalupe, Chiclayo, Piura, Talara y Tumbes; y las líneas radiales asociadas.
- Zona Centro: Comprende el área de transmisión mallada entre las barras de Paramonga, Tingo María, Mantaro, Independencia y Lima; y las líneas radiales asociadas.
- Zona Sur: Comprende el área de transmisión mallada entre las barras de Socabaya, Santuario, Tintaya, Azángaro, Puno y Moquegua; y las líneas radiales asociadas.

En cada uno de estas zonas se analizará la reserva de generación, para ello será necesario tener presente algunos considerandos. Estos considerandos se refieren

a las unidades iniciales de generación que participarán en el presente estudio y el período de análisis para los requerimientos de reservas de generación.

Respecto de la capacidad de los enlaces, se ha estimado lo siguiente: Para el enlace entre la zona Norte y Centro se considera una simple terna de 150MW para todo el horizonte de análisis. Para el enlace entre la zona Centro y Sur se ha considerado una capacidad de 300MW que corresponde a dos ternas, es decir cada terna llevará 150MW. Estas restricciones se utilizarán en el presente análisis.

Muchas de las unidades presentes en el SEIN tienen baja eficiencia y altos niveles de indisponibilidad por fallos frecuentes, esto se debe en buena parte a su antigüedad de instalación. En el presente análisis no se considerará esas unidades. Las unidades consideradas y las retiradas se muestran en detalle en el anexo 1 del presente estudio.

Tabla 3.3 Potencia Efectiva total de unidades retiradas y consideradas.

TOTAL CONSIDERADO (kW)	3 790 671
TOTAL RETIRADO (kW)	621 328
TOTAL (kW)	4 411 999

En la tabla 3.3 se muestra el resumen total en potencia efectiva de unidades consideradas y retiradas del SEIN. Estos datos corresponden a lo publicado por el COES en setiembre del 2003. Luego, en el presente análisis se considerará un parque generador inicial de 3790.7 MW.

En lo que se refiere al período de análisis de reserva de generación, en el presente estudio se ha estimado un horizonte de estudio de 15 años, que iría del 2004-2018. Se plantea un escenario de crecimiento medio de las variables, el cual será el escenario base. Bajo este escenario se evaluará la proyección de la demanda, el plan de expansión de la generación y los requerimientos de reservas de generación.

Tabla 3.4 Distribución de la máxima demanda.

Año	Máxima Demanda (MW)			Total (MW)
	Norte	Centro	Sur	
2004	395	2180	568	3143
2005	409	2258	588	3255
2006	420	2319	604	3343
2007	435	2402	626	3463
2008	451	2492	649	3592
2009	468	2584	673	3725
2010	486	2680	698	3864
2011	504	2780	724	4008
2012	522	2884	751	4157
2013	542	2991	779	4312
2014	562	3103	808	4473
2015	583	3218	838	4640
2016	605	3338	870	4813
2017	627	3463	902	4992
2018	651	3592	936	5178

La tabla 3.4 muestra una proyección de la demanda, el cual se obtiene del plan referencial del 2003 y los datos por zonas registrados por OSINERG. Con esta proyección de demanda y los demás datos necesarios tomados del plan referencial del 2003.

La tabla 3.5 muestra un plan de expansión determinados en base a criterios determinísticos tomados del plan referencial de electricidad del 2003.

De la tabla 3.5 se observa que la parte central del SEIN concentra una gran cantidad de grupos de generación el cual se debe a la presencia del gas de Camisea. Es decir, la opción más económica es invertir en la parte central del SEIN. Las unidades presentes en el lado norte y sur del SEIN se debe a que la capacidad de transmisión de los enlaces están siendo superados, es decir que si fuese uninodal, solo se tendría unidades en la zona central del SEIN. Entonces, para realizar un plan de expansión de la generación se debe tener presente los límites de capacidad de transmisión.

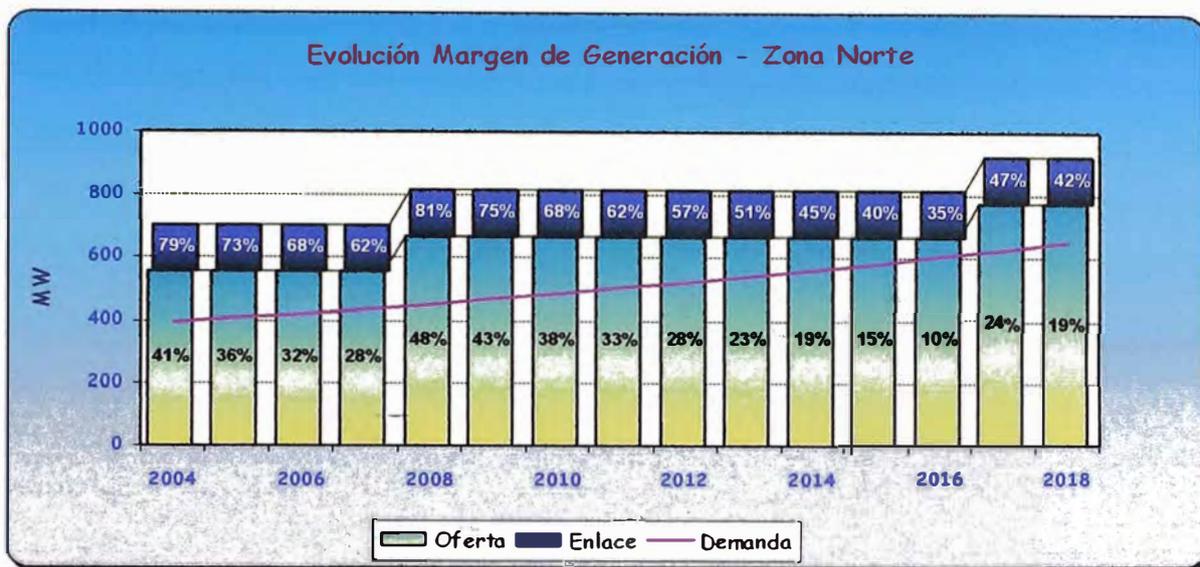
Tabla 3.5 Plan de Expansión de la generación 2004-2018

Año	Zona Norte	Zona Centro	Zona Sur
2004			
2005		YUNCAN	
2006		CCVENTANILLA	
2007		TG1 120 GN TG2 120 GN TG3 120 GN TG4 120 GN TG5 120 GN	
2008	QUITARACSA	TG6 120 GN	
2009		TG7 120 GN TG8 120 GN	
2010		MARAÑON CC 335 GN1	
2011			
2012		CC 335 GN2	
2013		TG9 120 GN TG 120 GN1	
2014		TG 120 GN2	
2015		TG 120 GN3 TG 120 GN4	
2016		TG 120 GN5 TG 120 GN6	
2017	TG1 D2		TARUCANI
2018		CC 335 GN3	

De los resultados mostrados en la tabla 3.5, se requiere una central térmica en el lado Norte del SEIN para el año 2017. El costo variable de esta unidad es superior respecto de una central que se ubica en la parte central del SEIN, esto por el tipo de combustible que utiliza. En el mercado eléctrico actual, dicha unidad no se construirá debido a que no se asegura el recupero de la inversión, ningún inversionista se vería motivado a construir dicha unidad. Entonces se puede afirmar que el mercado actual no asegura una distribución adecuada del margen de reserva de generación en el SEIN.

Analicemos la distribución del margen de generación, considerando que el plan de expansión mostrado en la tabla 3.5 es posible. Se tiene lo siguiente para la zona Norte del SEIN:

Figura 3.3 Distribución del margen de reserva – Zona Norte



En la figura 3.3 se muestra la evolución del margen de generación en la zona norte del SEIN. Para el año 2004 se muestra una reserva de 41% de la oferta en el Norte respecto de la máxima demanda de dicha área, para el mismo año, el enlace de transmisión puede incrementar la reserva a 79%. El menor valor porcentual del margen de reserva de generación se muestra para el año 2016 con un 10%, el sistema de transmisión incrementa el valor porcentual a 35% dicho margen de reserva.

En la figura 3.4 se muestra la evolución de la distribución del margen de reserva para la zona Centro del SEIN. Para el año 2004 se aprecia un margen de reserva de 12% y la capacidad del enlace con las otras zonas incrementa el margen de reserva a 33%. Se observa altos valores de margen de reserva, el cual se debe a la centralización de nuevos grupos de generación.

Figura 3.4 Distribución del margen de reserva – Zona Centro

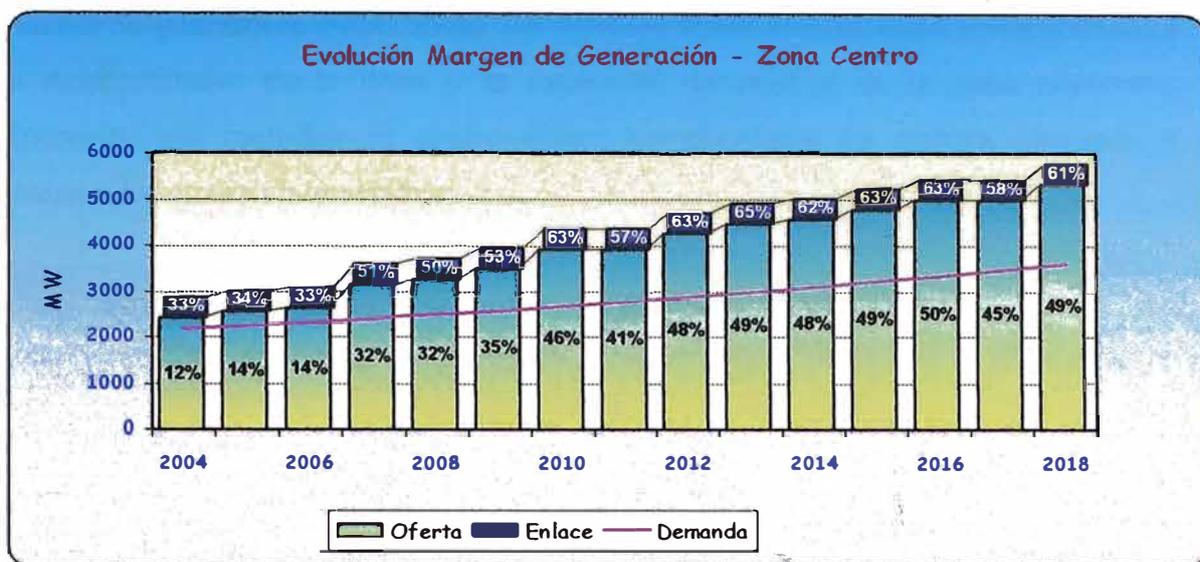
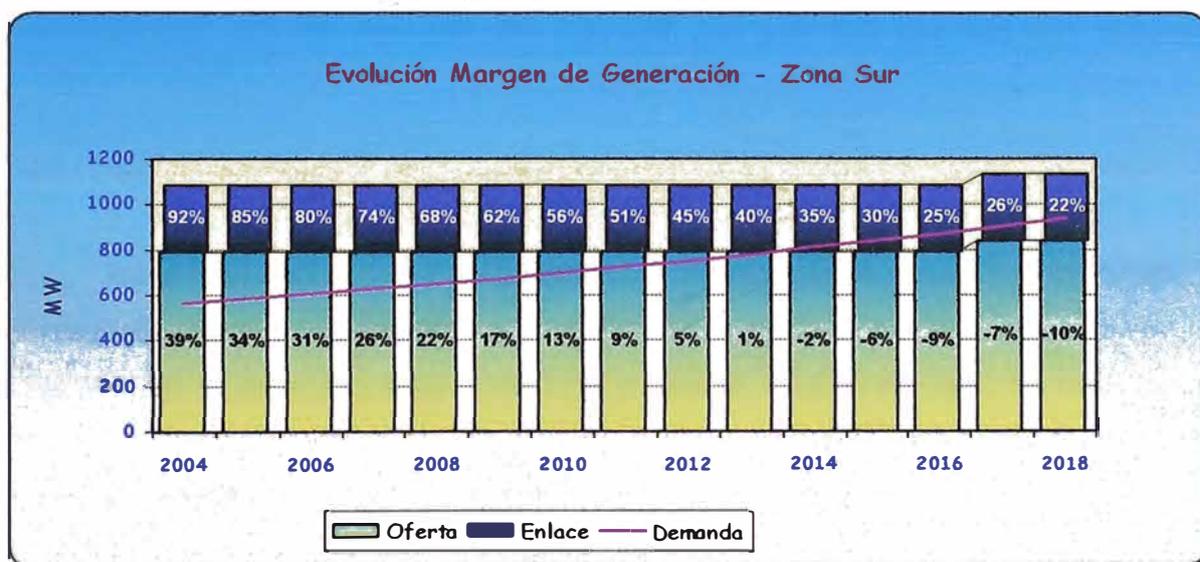


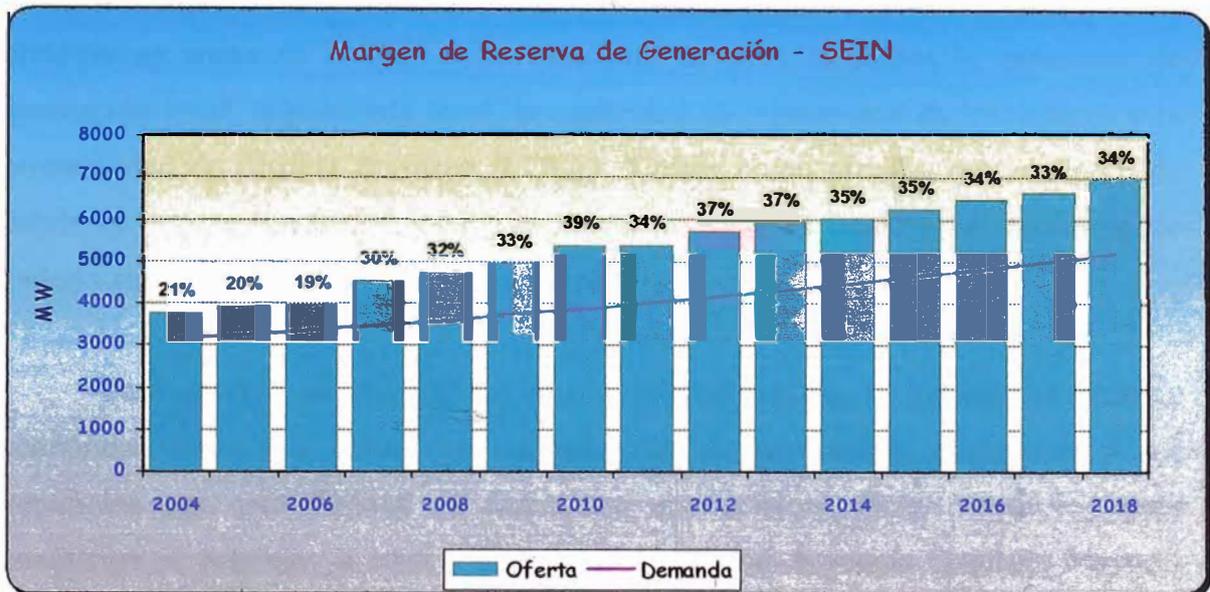
Figura 3.5 Distribución del margen de reserva – Zona Sur



En la figura 3.5 se muestra la evolución del margen de reserva en la zona Sur del SEIN. Para el año 2004, el margen de reserva es de 39% y el sistema de transmisión incrementa el margen de reserva a 92%. Para el año 2018 se observa un margen de reserva de -10% respecto de la oferta existente de la zona, pero se incrementa con el enlace a 22%. El sistema de transmisión incrementa el margen de reserva de generación.

Se depende del sistema de transmisión para tener un adecuado margen de reserva de generación en las zonas Sur y Norte. Estos enlaces están condicionados a la disponibilidad de la línea y la capacidad de reserva de la zona adyacente. Entonces, una metodología determinística no distribuye de manera adecuada el margen de reserva de generación.

Figura 3.6 Evolución del margen de reserva de generación en el SEIN



En la figura 3.6 se muestra la evolución del margen de generación del SEIN. El resultado muestra un crecimiento sostenido del margen de reserva de generación. Para el 2004 se tiene una reserva de 21% y para el 2018 es de 34%. Se tiene una reserva de generación promedio de 30% respecto de la máxima demanda. Entonces de manera global, el SEIN muestra una adecuada evolución de la reserva de generación. Esto significa que la metodología determinística puede asegurar un adecuado margen de generación en el global pero no es adecuado para distribuir dicha reserva en el SEIN.

3.8 Experiencia Internacional

La experiencia internacional sobre margen de reserva de generación en lo general está basado en un análisis de confiabilidad de suministro. Se tiene algunas experiencias sobre reservas de generación.

3.8.1 Experiencia Australiana

La entidad encargada del manejo de las reservas de generación en Australia es National Electricity Market Management Company Limited (NEMMCO). Es la encargada de mantener un nivel adecuado de confiabilidad de suministro.

El sistema de transmisión australiano es bastante fuerte, sin embargo es dividido en zonas de análisis y en cada uno de ellos se evalúa la capacidad de generación local, la demanda local, la capacidad de transmisión de los enlaces y la probabilidad de pérdida de carga (LOLE). Toman como premisa que el riesgo de cubrir la demanda anual del cliente no sea superior al 0.002% del consumo de energía anual regional.

Para estimar el margen de reserva de generación se realiza un balance económico entre los costos de las unidades de generación adicionales y los beneficios por confiabilidad de suministro que adiciona dichas unidades, estos beneficios se estiman en base a la energía no servida esperada (LOEE). Mayores números de unidades de generación elevarán la confiabilidad de suministro (disminuye LOEE) pero a la vez se incrementará los costos totales de energía.

La metodología utilizada considera criterios probabilísticos de las unidades de generación, para ello utiliza las estadísticas de tasas de salida forzadas de unidades de generación. Considera criterios determinísticos del sistema de transmisión (n-1) en base a análisis de contingencia. Considera también los mantenimientos programados de las unidades de generación y la curva de duración de la demanda anual. Todo esto, para estimar la energía anual no servida esperada (LOEE).

NEMMCO en base a criterios probabilísticos estima los requerimientos determinísticos (margen de reserva) de generación para cada una de las regiones. Actualmente, NEMMCO ha estimado que su nivel mínimo de reserva de generación es de 15.9% en cada una de las regiones. [19],[34].

3.8.2 Experiencia Británica

En el sistema británico las empresas de generación tienen como fuente de ingreso pagos por producción de energía y pagos por capacidad disponible. Estos pagos por capacidad disponible incluyen las reservas de generación.

Los pagos por capacidad disponible (margen de reserva) se establecieron debido a la incertidumbre de si los generadores podrían recuperar sus costos de inversión solo con ingresos de pagos por energía. Las unidades que formen parte de la capacidad disponible se determina en parte por un análisis de confiabilidad en base a la probabilidad de pérdida de carga (LOLP – Loss of load probability) y en parte por los reguladores que determinan un valor de pérdida de carga (VOLL – Value of loss od load)

La metodología para estimar el LOLP del sistema británico está relacionado con las indisponibilidades de las unidades de generación. De acuerdo a los datos anteriores se busca satisfacer un valor de LOLP fijado, y con una proyección de la demanda se tendrá un pronóstico de déficit de generación, la cual deberá ser cubierto por nuevas inversiones en generación. Algunos problemas derivados de esta metodología fue la de tener una base de datos consistente de tasas de salida forzada y programas de mantenimiento. Ya que el LOLP es particularmente sensible a los valores de tasas de salida forzada y el número de unidades en mantenimiento.[14]

3.8.3 Experiencia Española

En el sistema eléctrico español los usuarios tienen la libertad de decidir por un mercado libre o acogerse a la tarifa por defecto del mercado regulado. Esta posibilidad le permite al usuario evaluar su conveniencia.

El sistema de generación tiene como fuente de ingresos los pagos por producción de energía y los pagos por potencia. Los pagos por potencia son regulados y ha variado en los últimos años. Estos pagos por potencia en el mercado

español es una manera de atraer nuevas inversiones en generación para elevar el margen de reserva de generación.

En el sistema eléctrico español se determina un nivel mínimo de reserva de generación. Para determinar este nivel mínimo de reserva utiliza criterios determinísticos como un 10% de margen mínimo de reserva y una probabilidad de pérdida de carga de 1 día en diez años. Esta metodología, no ha funcionado adecuadamente ya que se ha observado una fuerte deficiencia de capacidad de generación para satisfacer la demanda.

En la actualidad se intenta utilizar criterios probabilísticos de fallas de las unidades de generación para estimar un margen de reserva de generación. Asimismo se incide en que la ubicación de los generadores es importante para evitar problemas de congestión en la transmisión. También se sugiere que el uso de criterios probabilísticos no debería solamente orientarse para determinar un margen de reserva sino que se estime un nivel de probabilidad de pérdida de carga.

Otra de las características del sistema eléctrico español y europeo es no considerar como parte de la reserva de generación las interconexiones internacionales, ya que ante deficiencias de generación local, la desconexión de las interconexiones es permitida. Determinar un margen de reserva adecuado es una prioridad del sistema eléctrico español ya que una estrechez de la capacidad de generación llevaría a precios altos de la energía y problemas de racionamiento.

Asimismo, determinar los mecanismos por los cuales hacer atractivo las inversiones en generación es de mucha preocupación ya que el actual sistema de pagos por capacidad no es muy alentadora. [35]

CAPÍTULO IV

PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA ASIGNACIÓN DE LA RESERVA DE GENERACIÓN EN EL SEIN.

Este capítulo es la parte central de la investigación, ya que se propone una metodología para la asignación y remuneración de la reserva de generación para el SEIN en base a criterios probabilísticos. Se divide el SEIN en zonas de análisis con el propósito de analizar las reservas de generación en cada una de estas zonas, para el que se considera restricciones de transmisión de los enlaces entre zonas. Se realiza una breve descripción del costo de falla y de los criterios de decisión para la asignación de reservas de generación. Se detalla también la propuesta para dicha asignación de reserva y en la parte final se describe la remuneración de la reserva de generación. [3], [15], [23] y [35].

4.1 Generalidades

El crecimiento del sistema eléctrico peruano y su importancia en el desarrollo económico exige mantener una continuidad del suministro eléctrico, y un balance casi instantáneo entre ofertantes y demandantes. Una manera de asegurar el suministro eléctrico es manteniendo algún margen de generación por encima de la demanda esperada o proyectada, tal que el sistema no se vea afectado por desbalances entre suministradores y consumidores debido a una disminución de potencia. Márgenes de generación son conseguidos por generadores listos para suministrar energía y estos representan la reserva de generación que son utilizados en situaciones de falta de suministro.

Tradicionalmente se ha determinado los requerimientos de reserva de generación utilizando técnicas determinísticas sobre la base de experiencias pasadas y recientemente se ha recurrido a técnicas probabilísticas. Se estima una cantidad razonable de capacidad para la reserva y mantener disponible el sistema, de tal forma que posibles contingencias no causen fallas de suministro. Sin embargo, aun cuando los métodos analíticos han sido utilizados, la decisión final respecto a niveles de

reserva dependerá del juicio de los planificadores del sistema (regulador) de cual sería el riesgo aceptable de falla del sistema. De hecho, aunque no siempre es evidente, esta decisión es una compensación entre la confiabilidad adicional ofrecida al cliente y el costo de mantener las reservas disponibles.

El riesgo de generación insuficiente puede ser reducido mediante incrementos de inversión en generación y costos de operación manteniendo la capacidad instalada disponible. Sin embargo, sobreinversiones y altos costos de operación podría ser reflejado en la factura de los clientes. Por otro lado, poca inversión y márgenes apretados de generación podría llevar a una baja confiabilidad ofrecida a los clientes. En general, un análisis económico eficiente requiere que los beneficios de las mejoras en confiabilidad deban corresponder al costo de proveer confiabilidad adicional.

La determinación de la cantidad requerida de reserva de generación es un aspecto importante de la fase de planeamiento y de operación. El problema se puede dividir conceptualmente en los requerimientos de capacidad instalada y los requerimientos de capacidad en operación. La reserva de capacidad instalada se refiere a la capacidad de largo plazo del sistema para satisfacer los requerimientos de demanda esperada mientras que la reserva de operación se refiere a la capacidad de corto plazo para satisfacer una demanda dada.

La capacidad instalada considera la capacidad que debe ser planificada y construida para prever las incertidumbres en el crecimiento de la demanda, reacondicionamiento de equipos de generación y plan de mantenimiento e interrupción de generadores que no son planeados o programados.

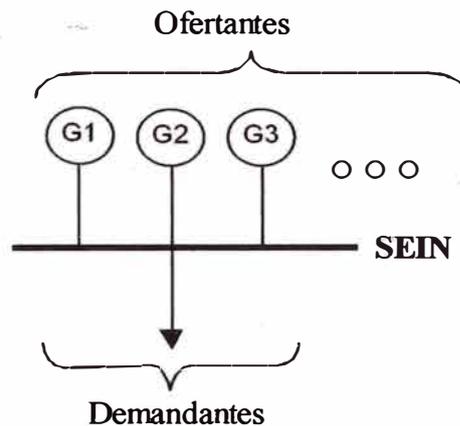
La diferencia básica entre capacidad instalada y de operación radica en el período de tiempo considerado. En el corto plazo hay menor incertidumbre en la proyección de la demanda. Por otro lado, reacondicionamientos de equipos y mantenimiento pueden ser programados durante períodos picos. Asimismo, un balance en tiempo real de suministro y la demanda, el cual es necesario para cubrir fluctuaciones de demanda, es alcanzado por un control de generación automático.

Consecuentemente, la reserva de operación representa la capacidad que debe estar disponible para cubrir pérdidas de generación debido a salidas forzadas.

4.2 Modelo multizonal del SEIN.

Actualmente, el SEIN es modelado como un sistema uninodal, donde convergen ofertantes y demandantes de energía eléctrica. En la figura 4.1 se muestra un esquema uninodal. Bajo este sistema opera un mercado eléctrico en la que parte de este mercado, tanto ofertantes y demandantes, se rige por contratos de largo o mediano plazo tal que les sea favorable a ambas partes; otra parte del mercado es a precio regulado y un mercado a precio spot (variable) que funciona entre generadores.

Figura 4.1 Sistema Uninodal del SEIN

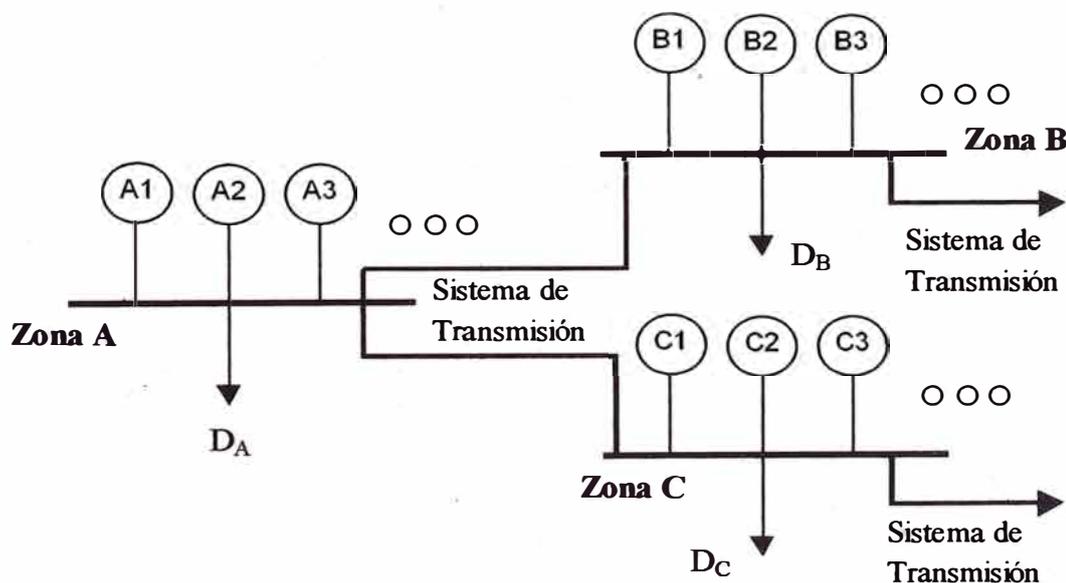


De acuerdo a la característica de un sistema uninodal, este no considera el sistema de transmisión, ni la geografía sobre el cual está instalado el sistema eléctrico. Por esta razón la ubicación de nuevos grupos de generación, de acuerdo a una planificación, podría no estar bien distribuido y podría significar altos costos de operación e inversión desde el punto de vista de confiabilidad. Sin embargo, el análisis y estimación de los niveles requeridos por reserva de generación es un tanto más simple respecto de un sistema multizonal. En la figura 4.2 se muestra un sistema multizonal.

Para establecer un sistema multizonal en el SEIN, algunos aspectos se deberán tener en consideración, entre estos se tienen los siguiente:

- **Sistema de Transmisión:** El sistema de transmisión caracteriza zonas débiles y fuertemente enlazada, la zonas fuertes por lo general está formado por un sistema de transmisión enmallado y esta zona puede representar un nodo. Las zonas débiles consideran una línea (en simple o doble terna) de transmisión por donde se debe intercambiar energía eléctrica tal que su mantenimiento podría dividir zonas e incluso aislarlas, lo mismo puede ocurrir por salidas forzadas de la línea o disminución de su capacidad (pérdida de una terna).
- **Geografía de la zona:** La geografía de la zona sobre el cual está el sistema eléctrico puede también definir zonas (nodos), esto radica en los aspectos de acceso y distancias. Por lo general distancias relativamente cercanas entre sistemas podría orientarse a un enmallamiento de la zona, mientras que distancias largas y difíciles accesos dificulta nuevas líneas de transmisión en el corto y mediano plazo.

Figura 4.2 Sistema Multizonal.



- **Demanda eléctrica:** La importancia de la demanda eléctrica debido a su tamaño, puede agrupar y señalar zonas. Luego se deberá determinar los centros de carga que caracterizará la demanda de la zona, esto a su vez determinará las distancias equivalentes entre zonas.

- Disponibilidad de combustible: El acceso a determinados tipos de combustibles puede no estar disponible a lo largo de un sistema eléctrico, en especial si este combustible es de bajo costo que influye en las decisiones de inversión en generación. Luego la disponibilidad de combustible puede determinar zonas de análisis según requiera el estudio.
- Sistema de Generación: Grupos de generadores pueden suministrar y satisfacer la demanda eléctrica de una determinada zona. Estos grupos de generadores pueden determinar una zona.

Pueden existir otras consideraciones para determinar una zona o área de estudio, el cual dependerá de los requerimientos del respectivo estudio. La finalidad no es fraccionar el sistema eléctrico en la mayor cantidad de zonas, sino en una cantidad que represente de manera adecuada el sistema eléctrico. Se debe entender que a mayor número de zonas, los métodos de cálculos requieren mayor análisis y puede dificultar el análisis mismo.

El SEIN cubre una extensa área, donde parte del sistema de transmisión se muestra débil debido a su tamaño longitudinal y sin redundancia (simple terna). Asimismo la demanda no se distribuye de manera uniforme, por lo que se puede localizar zonas con baja densidad de carga. La disponibilidad de combustible tampoco esta disponible en todo el ámbito del sistema, en especial el Gas Natural proveniente de Camisea, que tiene un bajo costo respecto de otros derivados del petróleo, se concentra en la parte central del SEIN.

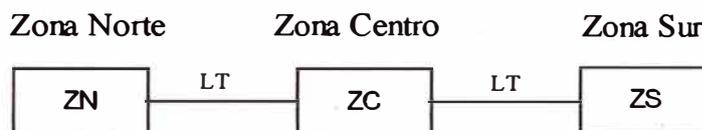
Para el desarrollo del presente estudio se propone considerar tres zonas de análisis y conectados en serie. Esta configuración, caracteriza de forma adecuada el SEIN por los aspectos arriba mencionados. Estas zonas abarcan lo siguiente:

- Zona Norte: Comprende el área de transmisión longitudinal entre las barras de Chimbote, Trujillo, Guadalupe, Chiclayo, Piura, Talara y Tumbes; y las líneas radiales asociadas.

- Zona Centro: Comprende el área de transmisión mallada entre las barras de Paramonga, Tingo María, Mantaro, Independencia y Lima; y las líneas radiales asociadas.
- Zona Sur: Comprende el área de transmisión mallada entre las barras de Socabaya, Santuario, Tintaya, Azángaro, Puno y Moquegua; y las líneas radiales asociadas.

En la figura 4.3 se muestra el diagrama de las zonas seleccionadas. Se considera como interconexión entre la Zona Norte y Zona Centro a la línea de transmisión Chimbote – Paramonga 220kV. Asimismo, se considera como enlace entre la Zona Centro y Sur a la Línea de Transmisión Mantaro – Socabaya 220kV.

Figura 4.3 Zonificación del SEIN



Otras configuraciones es posible obtener pero para los fines del presente estudio se utilizará el propuesto.

4.3 Asignación de Reserva de Generación.

La función de un sistema de potencia es suministrar electricidad económicamente y con una razonable seguridad de continuidad y calidad. Sin embargo, debido a la integración del sistema de potencia, fallas en cualquier parte del sistema pueden causar interrupciones de servicio. Desde el punto de vista del consumidor, interrupciones de energía pueden ser experimentado como disminución de frecuencia y tensión; como suministro inestable con frecuencia errática y fluctuaciones de potencia o como una total interrupción de suministro. Todos estos eventos imponen costos sobre el consumidor, en la práctica los efectos de las interrupciones de suministros son los más severos.

Idealmente, el suministro podría estar continuamente disponible al consumidor, pero sería costoso y discutiblemente no factible. De hecho, interrupciones de suministro son causado por interrupciones de energía, los cuales son eventos de naturaleza estocástica y envuelve la falla de uno o varios componentes en el sistema. Debido al aspecto aleatorio de las fallas en el sistema, es aceptado que cualquier sistema presentará un riesgo definido de un número de futuras deficiencias de energía. Esto es, un desbalance entre el suministro de energía y la demanda que conduce a una interrupción de suministro. El riesgo puede ser reducido por la instalación de equipos de menores índices de falla o por la provisión de capacidad adicional como reserva de generación. La reserva puede ser despachada para reemplazar pérdidas de generación, de esta manera reducir la probabilidad de interrupción de suministro. —

Entonces, para disminuir los efectos de la escasez de energía sobre los clientes, es necesario invertir en capacidad instalada e incurrir en costos de operación para mantener reservas de generación disponibles. Como la confiabilidad de generación es mejorado, una compensación ocurre entre los costos incrementados de reservas de capacidad y los beneficios incrementados a los clientes, por costos evitados por poca escasez de energía. Por lo tanto, las decisiones que conciernen a un adecuado nivel de confiabilidad, los factores a considerar son: los costos incrementales, los beneficios esperados y la asignación de recursos de capital y operación entre las diferentes partes del sistema. El objetivo es determinar un balance óptimo entre los beneficios económicos de una adecuada confiabilidad y los costos correspondientes.

4.3.1 Criterios de Decisión

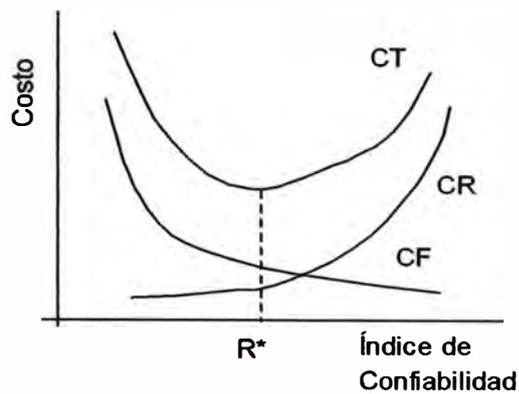
Rentabilidad

El criterio tradicional en sistemas con tomas de decisiones centralizadas ha sido utilizar recursos de menor coste para satisfacer niveles arbitrarios de confiabilidad de la generación. Esta clase de criterio de rentabilidad implica una selección a priori de un nivel de confiabilidad basado generalmente en la experiencia. Beneficios obtenidos por una alta confiabilidad no son considerados. Sin embargo, un incremento en confiabilidad puede ser aconsejable incluso si da lugar a un incremento en el costo, y una reducción leve en confiabilidad puede ser aceptable si resulta en un ahorro significativo. Por consiguiente para alcanzar un resultado económicamente eficiente, los beneficios ganados por mejoras en la confiabilidad deberían ser evaluado contra los costos de capacidad adicional.

Análisis Beneficio – Costo

Una mejor aproximación compara el costo incremental de reservas con la correspondiente disminución en los costos de falla, esto es, los costos económicos incurrido por el consumidor debido a la interrupción de suministro. El objetivo es minimizar los costos de inversión y operación más los costos de falla sobre el período considerado. El punto de mínimo costo señala el nivel óptimo de confiabilidad a ser usado como referencia en el sistema. El método se ilustra en la figura 4.4. Los costos de inversión y operación pueden ser representados por la curva CR, función de cualquier índice de confiabilidad conveniente. Los costos de falla, representado por CF, decrece con el incremento de la confiabilidad. La curva de costo total CT es la suma de las curvas CR y CF. El costo total presenta un mínimo en R^* , el cual determina el nivel óptimo de confiabilidad.

Figura 4.4 Costo de confiabilidad total

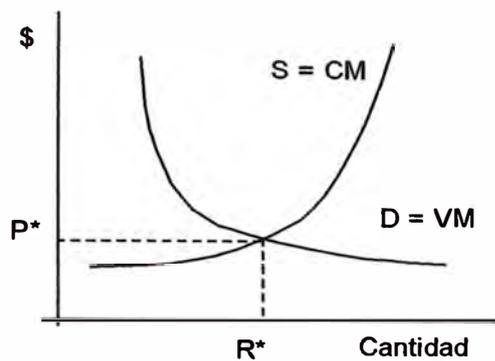


El nivel de confiabilidad R^* es tratado como una variable y el costo social neto es minimizado. Este es equivalente a un análisis de beneficio-costos, el cual maximiza el beneficio social neto. Existen dos dificultades en la aplicación del análisis de beneficio-costos. Primero, problemas significativos son encontrados en la determinación de los costos unitarios de falla, y segundo, los costos de falla necesitan ser relacionados con un apropiado índice de riesgo usado como medida de la confiabilidad del sistema. A pesar de estas dificultades, el análisis de beneficio-costos es una aproximación económica válida, pero es basado en una toma de decisión centralizada.

Asignación basada en un mercado.

Asignación en un mercado es económicamente eficiente. Permite la toma de decisión descentralizada y fomenta la elección individual. El mecanismo de mercado es presentado en la figura 4.5. La curva de suministro S representa el precio en el cual los generadores están dispuestos a vender, para igualar a sus costos marginales. La curva de demanda D indica cuánto están dispuestos los consumidores a pagar, para igualar al valor marginal del bien. En equilibrio, el suministro iguala a la demanda y el mercado fija en un precio claro P^* y el nivel eficiente de producción R^* , el cual maximiza el beneficio social neto.

Figura 4.5 El mecanismo del mercado.



En teoría, mercados de capacidad pueden asignar reservas eficientemente. En tal sentido los beneficios marginales de un mercado debido al incremento de confiabilidad es igual al costo marginal de suministrar reservas de capacidad. Cuando el mercado llega a un equilibrio, determina la cantidad de capacidad R^* a ser reservada y el precio de dichas reservas. R^* define el adecuado nivel de confiabilidad en el sistema, el cual es el máximo beneficio neto. Un mercado de capacidad soporta una competición entre proveedores de reserva y ajusta el precio eficiente de las reservas igual al costo marginal de suministro.

4.4 Costos de Falla.

En sistemas de potencia, las reservas de operación son importantes para proveer suministro eléctrico cuando una planta salga fuera de servicio, el cual podría resultar en una escasez de potencia. En general cuando la demanda excede el suministro disponible y no se toma las acciones correctivas, el sistema viene a ser inestable. Un proceso dinámico aparece en el sistema, con variaciones de frecuencia y potencia el cual puede terminar en un disparo inesperado y/o dañar equipos de generación y líneas, finalmente puede concluir con un apagón generalizado. Por lo tanto, a favor de evitar apagones en cascada, es necesario establecer un ordenado reducción de carga. Este proceso es llamado “rechazo de carga”, el cual ayuda a limitar los costos de escasez mediante la protección de la integridad del sistema y en especial por la disminución del número de clientes quienes podrían sufrir una interrupción de suministro.

Rechazo de carga

Cada vez que la demanda excede la capacidad disponible de suministro, incluyendo los límites de sobrecarga de los generadores y la transmisión de sistemas interconectados, una serie de medida deberá tomarse para reducir la carga. Reducciones de frecuencia y tensión y desconexión de cargas podrían ser llevados a cabo.

Un procedimiento óptimo de rechazo de carga podría minimizar el costo social neto. Esto implica cortar primero a los clientes parados (no producción) que pierden menos por una interrupción de suministro. De esta manera los consumidores residenciales podrían ser desconectados primero, no teniendo pérdidas de producción.

Estimación de costo.

Escasez de potencia resulta en interrupción de suministro, el cual da lugar a cortes de energía a algunos clientes. El efecto de tener reservas de capacidad en el sistema es reducir la severidad y la frecuencia de dichos cortes. Por lo tanto, los beneficios de la confiabilidad de reservas de generación aparecerá como una reducción en los costos asociados con los cortes de suministro.

Todos los costos económicos sufridos por los consumidores cuando la electricidad no está disponible son conocidos como “costos de falla”. Los costos de falla están directamente relacionados con la energía no servida. En efecto, los consumidores son indiferentes acerca de donde consiguen la electricidad, y no incurren en costo de falla cuando otra fuente de potencia está disponible (reserva del sistema), excepto cuando es necesario tener acceso a fuentes alternativas. En conclusión, los beneficios de la reserva de operación se incrementan a los consumidores ya que se evita los costos de fallas debido a la reducción de energía no servida.

Los costos de falla directos resultan de la interrupción de suministro mientras que los costos indirectos resultan de la respuesta a esa interrupción. Así, los costos directos incluyen pérdida de producción, daños de equipos, carencia de transporte, etc. Los costos indirectos incluyen operación del sistema de respaldo, entre otros.

Hay dos aproximaciones para evaluar los costos de fallas. Una aproximación intenta estimar directamente los efectos de cortes sobre el comportamiento y actividades productivas del consumidor. La otra está basado en lo observado o estimado de la voluntad de pago por incrementos de confiabilidad.

Función del daño.

En general, los costos de falla dependen de la naturaleza de las actividades de cada cliente y de cómo ellos dependen del suministro eléctrico. Por lo tanto, los métodos de estimación de costos de falla son específicos al consumidor. Las características del cliente incluye tipo, actividades del cliente y tamaño de la operación, requerimientos de energía y demanda y datos demográficos. Además los costos de falla también depende de la actitud y de la preparación del cliente, relacionado con el nivel actual de confiabilidad, percibido como frecuencia esperada y duración de las interrupciones.

La estimación directa de los costos de falla requiere información detallada concerniente a la actividad económica y efecto de interrupción. Usualmente, los consumidores están divididos en grupos o categorías, al cual se le puede considerar costos de fallas similares, ejemplo, residencial, industrial.

Voluntad de Pago

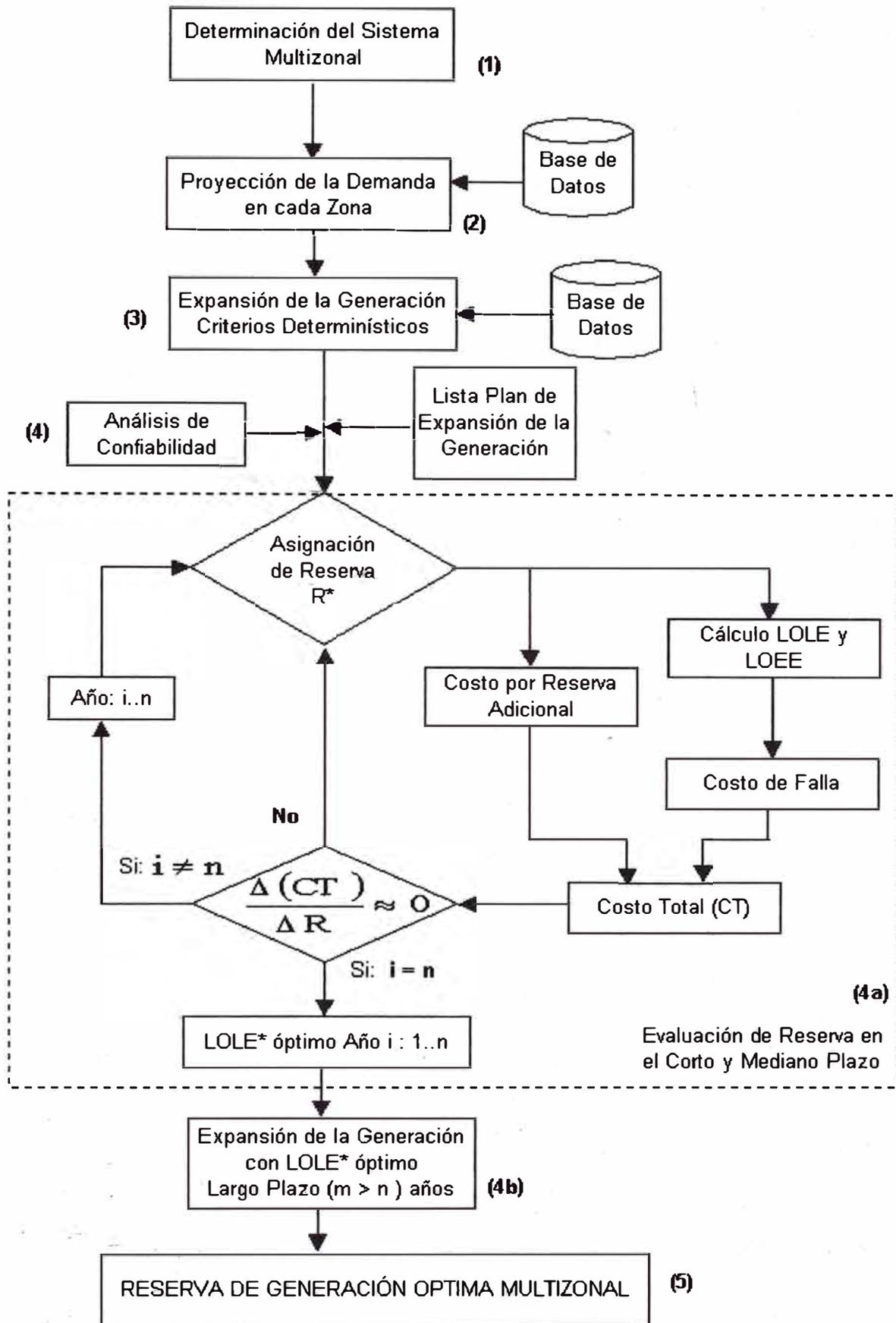
Esta aproximación mide costos de fallas a través de reducción en el beneficio social neto debido a interrupciones de suministro. El beneficio social neto del consumo de electricidad es definido como la diferencia entre lo que el consumidor está dispuesto a pagar por la electricidad y lo que el consumidor actualmente paga por ello.

4.5 Metodología propuesta para asignación de Reserva de Generación en el SEIN

Actualmente, la asignación de reserva de generación en el SEIN está sobre la base de una configuración uninodal, donde todos los grupos de generación compiten de acuerdo a sus costos variables. Este método, no necesariamente distribuye dichas reservas en el ámbito nacional, de manera que asegure un adecuado nivel de confiabilidad que signifique una operación de mínimo costo o un equilibrio de beneficio - costo.

En el presente trabajo, se propone la distribución de la reserva de generación considerando el SEIN como un sistema de tres nodos, manteniendo los criterios estándares de mínimos costo, seguridad y que en especial no haya racionamiento. La metodología se muestra en las siguientes partes:

Figura 4.6. Propuesta Metodológica



4.5.1 Proyección de la demanda. (2)

Se requiere tener una proyección de la máxima demanda eléctrica para un escenario de corto, mediano y largo plazo. Se requiere distribuir para un período anual la demanda de corto y mediano plazo, esta distribución puede considerar variación diaria de la máxima demanda, curvas de duración o bloques horarios. Los datos para la distribución anual de la demanda, se obtiene a través de una curva anual típica, el cual se puede considerar los datos del último año del que se tenga mediciones o un promedio de los anteriores, la decisión estará de acuerdo a los criterios que se tome para el respectivo análisis.

Para realizar la proyección de la demanda se puede utilizar los diferentes métodos de proyección existente, la conveniencia del uso de un método a otro estará relacionado con la base de datos que se disponga. La consistencia de los datos es un aspecto importante para un pronóstico razonable de la demanda, no es posible asegurar un determinado consumo energético en el corto plazo y mucho menos en el largo plazo. A pesar de ello se espera un margen de incertidumbre aceptable en el resultado de la proyección.

La estimación de la proyección de la máxima demanda es muy importante, pero no es la parte central del análisis del presente estudio. Para los análisis del presente estudio se usará la proyección de la demanda calculada en el plan referencial de electricidad desarrollado por el MEM (2003-2012). Esta proyección será distribuido en cada uno de los tres nodos considerados y para la distribución anual, se utilizará como base los datos registrados del año 2003.

4.5.2 Expansión de la generación. (3)

Se debe realizar una expansión de la oferta de generación para cubrir la máxima demanda proyectada en el período de análisis considerado. Para esta expansión se considera un sistema de tres nodos, de acuerdo a lo señalado en la parte 4.2; es decir se considera las limitaciones de las líneas de transmisión de enlace entre cada uno de los nodos.

Los criterios generales que se considera para la expansión de la generación son los de Minimización de costos y de confiabilidad de suministro. El criterio de confiabilidad de suministro se tratará por separada y será de vital importancia para la asignación de la reserva de generación en cada uno de los nodos. El criterio de la minimización de costo considera que los resultados de la expansión de la generación debe ser de mínimo costo de operación, inversión, y de racionamiento.

Algunos criterios de carácter determinísticos que se debe tener presente para la expansión de la generación

Se considera un margen de reserva respecto de la máxima demanda. Este margen de reserva es un porcentaje de la máxima demanda que puede estar entre 20% y 30% de dicha demanda. A través de este margen se asegura que la expansión de generación cubra deficiencias ante fallas de unidades e hidrología extrema.

La expansión de la generación debe soportar la pérdida de la central más grande sin que se recurra a racionamiento de energía eléctrica.

Ante una hidrología extrema, la expansión de la generación debe cubrir la máxima demanda sin entrar en racionamiento de energía eléctrica.

Como resultado de esta parte de la evaluación se tendrá en cada uno de los nodos una cantidad de grupos de generación con su probable año de ingreso. La parte del análisis de confiabilidad determinará su respectivo ingreso. El criterio de confiabilidad de suministro también considera el criterio de mínimo costo. En el Anexo 1 se detalla los datos de ingreso y sus respectivos resultados para el caso del SEIN.

4.5.3 Análisis de confiabilidad (4)

Una vez determinado un plan de expansión según criterios determinísticos, será necesario evaluarlos tomando en cuenta criterios probabilísticos, que es la parte de mayor análisis (detallado) en el presente estudio. Estos criterios probabilísticos se refieren a un análisis de confiabilidad de suministro, donde las unidades de generación eléctrica tienen la posibilidad de fallar.

En el capítulo 2 del presente estudio, se señala metodologías de cálculo de índices de confiabilidad, modelamientos de generador y cargas. Luego es necesario precisar algunos considerandos, estas son:

En cuanto a la unidad de generación, se considera un modelo de dos estados. Estos estados se refieren a la disponibilidad e indisponibilidad de la unidad de generación, la indisponibilidad de la unidad indica que la unidad está en falla y no es posible su uso. La disponibilidad de la unidad de generación indica que ésta se encuentra en operación o a la espera de entrar en operación (reserva).

Los programas de mantenimiento de unidades provocan la indisponibilidad de dichas unidades, pero no deben ser tratadas como parte del modelo considerado, debido a que la indisponibilidad del modelo se refiere a eventos de falla o situaciones en que la unidad se vea forzada a estar indisponible. Por esta razón la parte de mantenimiento debe ser considerada por fuera como criterio adicional.

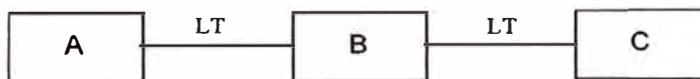
El modelo de carga a considerar dependerá del período de análisis, así para el corto y mediano plazo se usará la curva de duración anual, y para el largo plazo se usará la curva de variación de la máxima demanda diaria. Se usa la curva de duración de carga para el corto y mediano plazo debido a que la incertidumbre en ese período es relativamente menor, además se puede tener mayor detalle de cálculo en ese período. Para el largo plazo, se incrementa la

incertidumbre de las variables por lo que no se requiere un análisis en detalle sino una orientación del modelo de carga.

Los datos de indisponibilidades de unidades de generación deberán ser obtenidas de una base de datos relativamente grande. Estos datos de indisponibilidades se refieren a tasa de salidas forzadas, las cuales pueden ser obtenidos del NERC (North American Electric Reliability Council) que posee una estadística bastante amplia de diferentes tipos de unidades.

Se debe tener presente que se ha considerado un sistema multizonal de tres zonas conectadas en serie. Los enlaces entre nodos también tienen posibilidades de fallar y deberá incluirse en combinación con los grupos de generación. Los datos de indisponibilidades forzadas de los enlaces, se tomarán de los organismos que operan dichas líneas, en el caso nuestro será REP (Red de Energía del Perú).

Figura 4.7 Disposición Multizonal del SEIN



En la figura 4.7 se muestra la disposición de los nodos en el SEIN y es en ella donde se debe evaluar los niveles de confiabilidad. Los parámetros de confiabilidad a evaluar será el LOLE y el LOEE. El LOLE es la pérdida esperada de carga durante un período de evaluación debido a las probabilidades de falla de unidades de generación, el período es anual. Por su parte el LOEE es la pérdida de energía esperada en el período considerado. El cálculo del LOEE sólo es posible obtener cuando convolucionamos las probabilidades de falla de las unidades de generación con la curva de duración de carga ya que debajo de la curva de duración es posible estimar la energía no servida. Cuando se utiliza otro modelo de carga, no es posible determinar el LOEE pero si se puede estimar el LOLE, el cálculo del LOEE implica mucho detalle para su cálculo, mientras que el LOLE es mucho más simple. Para el

desarrollo del presente estudio, se ha considerado estimar el LOEE y LOLE para el corto y mediano plazo, mientras que para el largo plazo sólo se estimará el LOLE.

En el capítulo 2 se muestra dos métodos de cálculo para sistemas multizonales, el primero es el método de arreglo de probabilidades y el otro método es el uso de asistencia de unidades equivalentes. El método de arreglo de probabilidades considera todas las probabilidades de falla a la vez, esto dificulta en demasía los cálculos respectivos. Por su parte el método de asistencia de unidades equivalentes es muy ágil y ofrece menores dificultades para evaluar los cálculos respectivos. En el presente estudio se utilizará el método de asistencia de unidades equivalentes.

En la figura 4.7, para determinar el LOLE y LOEE en el nodo A se debe considerar la asistencia de los nodos B y C, El nodo B asiste directamente al nodo A y el nodo C asiste de modo indirecto al nodo A. Este mismo cálculo se repite en el nodo C. Para el caso del nodo B, tiene dos asistencia directa debido a su configuración. El método de cálculo para determinar el LOLE y LOEE se describe en el capítulo 2 del presente estudio.

Los parámetros LOLE y LOEE describen la confiabilidad del sistema, a mayor valor de éstos, la confiabilidad del sistema será menor y a menor valor del LOLE y LOEE se incrementa la confiabilidad del sistema. La adición de un grupo de generación al sistema, disminuye los valores de LOLE y LOEE y por lo tanto incrementa el nivel de confiabilidad del sistema. El tamaño de la unidad también influye en la confiabilidad del sistema, dos grupos de generación inyectan mayor confiabilidad al sistema que un grupo del tamaño de los dos.

4.5.4 Asignación de unidades

Para la asignación de unidades se debe tener presente lo siguiente:

Se debe reconocer un costo unitario de falla (CF_u) diferente al costo de racionamiento. Una situación de racionamiento aparece cuando no se instala

un grupo de generación y se pospone para otro momento debido a que esta decisión resultaría de menor costo total. Los costo de falla está relacionado con la falla del sistema de generación, es decir existen los grupos de generación para satisfacer la demanda pero por alguna razón forzada se encuentra indisponible. Este costo de falla debe reflejar los perjuicios económicos a la que estaría sometido el cliente en el caso de falta de suministro eléctrico no programado.

Estimar un costo de inversión anualizada (CI_a) por unidad de potencia efectiva del grupo representativo de generación de punta. Este valor es el paso previo para el cálculo del Precio básico de la potencia, es decir no afectados por los factores MRFO y TIF. El OSINERG publica cada 6 meses este valor, por lo que podría utilizarse ese valor.

Una vez determinado los valores del costo unitario de falla y el costo de inversión anualizada por unidad de potencia efectiva, se inicia el cálculo de los índices de confiabilidad, es decir LOLE y LOEE. Teniendo como referencia la figura 4.7, en la figura 4.8 se muestra la capacidad efectiva instalada en el nodo A, esta capacidad efectiva considera la asistencia de los nodos B y C a través del enlace entre A y B. Este dato corresponde al año de inicio.

Figura 4.8 Capacidad efectiva instalada, nodo A.



Para determinar la asignación óptima de la reserva de generación se usará el criterio de decisión de Beneficio-Costo. El beneficio será tener un adecuado nivel de confiabilidad a través de un margen de reserva de generación. El costo a tener en

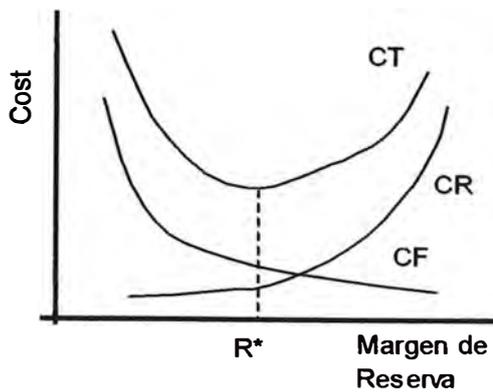
cuenta será el de inversión que implica tener dicha reserva y también el costo de la energía no servida por fallas de las unidades de generación. Este costo de energía no servida se evaluará utilizando un costo unitario de falla.

Para iniciar el cálculo de los índices de confiabilidad LOLE y LOEE en el nodo A, se deberá evaluar primero las probabilidades de falla de las unidades de generación en los nodos B y C para luego determinar la probabilidad de falla resultante a través del enlace entre A y B. Para iniciar los cálculos en el nodo A, se deberá cubrir la demanda del nodo A en el siguiente orden: primero las unidades hidráulicas, luego añadir la capacidad del enlace, las unidades térmicas existentes en el nodo A y finalmente las unidades que se señala en el plan de expansión calculado anteriormente (expansión de generación). Luego de cubrir la demanda, se realiza los cálculos de probabilidades de falla de las unidades de generación y luego se calcula el LOLE y LOEE. En este primer paso no tenemos costo asociado por reserva pues estamos cubriendo la máxima demanda, pero los costos por pérdida de energía esperada es muy alta.

Como segundo paso se añade si fuese el caso un grupo térmico y se determina los valores del LOLE y LOEE. En esta oportunidad, aparece una reserva de generación, el cual se le asocia un costo de inversión anualizada. Los costos por pérdida de energía esperado será mucho menor que el caso anterior, por lo tanto el costo total por inversión y pérdida de energía será menor que el primer caso. En este segundo caso los valores de LOLE y LOEE serán menores y por lo tanto la confiabilidad del sistema irá mejorando.

Luego, sucesivamente se ingresa unidades de generación como parte de la reserva y se calcula el LOLE y LOEE, el costo asociado de inversión anualizado y los costo por pérdida de energía esperado. El costo total de inversión anualizado de reserva y por pérdida de energía irá disminuyendo hasta llegar a un mínimo, luego del cual empezará a elevarse. En ese momento se debe detener el ingreso de unidades de generación. En la figura 4.9 se muestra los costos totales de inversión anualizada y por energía no servida por falla.

Figura 4.9 Costos totales de Inversión y Falla



De la figura 4.9:

$$CR = CI_a * R$$

$$CF = CF_u * LOEE$$

$$CT = CR + CF$$

Donde:

CR Costo de inversión anualizada por el margen de reserva R

CF Costo por pérdida de energía esperada para un margen de reserva R

CT Costo total de inversión anualizada y pérdida de energía esperada.

$R^* = \text{Mínimo} (CT(i))$; donde i es el número de iteraciones en la que se añade una unidad de generación hasta alcanzar el mínimo costo total de inversión y pérdida de energía esperada asociada a R^* .

Luego a R^* , le corresponde un $LOLE^*$ y $LOEE^*$ los cuales señalan al plan óptimo para este primer año en el nodo A. Las unidades de generación determinadas en este primer año como parte de la reserva, indicarán el margen de reserva de mínimo costo y adecuado nivel de confiabilidad. Estas unidades no necesariamente corresponderán al plan señalado en el plan de expansión anterior del ítem 4.5.2.

De la misma manera se realizan los cálculos en el nodo B y C y se determina sus respectivos valores de $LOLE^*$ y $LOEE^*$. Esto corresponde para el primer año.

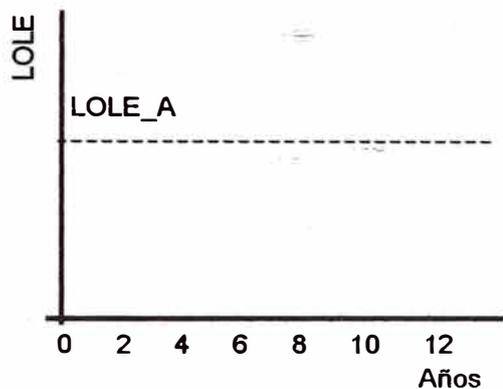
Para los siguientes 4 años se repiten los cálculos determinando de esta manera el plan óptimo para el corto y mediano plazo. Para el largo plazo, es decir a partir del 5to año en adelante se calcularán sólo el parámetro LOLE. Luego este valor LOLE debe ser un valor fijo para los siguientes años, este podría ser diferentes para cada nodo. En el presente estudio se utilizará los siguientes valores de LOLE para cada uno de los nodos:

$$\text{LOLE_A} = \text{Máximo} (\text{LOLE*_A}(i)) \text{ para todo } i = 1...5.$$

$$\text{LOLE_B} = \text{Máximo} (\text{LOLE*_B}(i)) \text{ para todo } i = 1...5.$$

$$\text{LOLE_C} = \text{Máximo} (\text{LOLE*_C}(i)) \text{ para todo } i = 1...5.$$

Figura 4.10 LOLE en el nodo A de largo plazo



En la figura 4.10 se indica los límites para el valor del LOLE en el nodo A de largo plazo. De esta manera si no se llega a ese valor prefijado, será necesario incrementar una unidad de generación hasta alcanzar el valor requerido de acuerdo al plan de expansión para el año indicado. Un valor estándar utilizado para el LOLE en muchos países es 0.1 días/año, en el presente estudio se usará el que resulte de los cálculos indicados.

De esta manera, se espera determinar las unidades de generación que formarán parte de la reserva de generación de corto, mediano y largo plazo, teniendo presente el criterio de mínimo costo de inversión, operación y racionamiento y la minimización de los costos por deficiencia en la confiabilidad del sistema. Es decir el

sistema en cada uno de los nodos, representaría la configuración de mínimo costo y con el grado de confiabilidad adecuado.

Esta metodología para la distribución de la reserva de generación no necesariamente coincidirá con uno en el cual se considere un solo nodo, en tal caso podría presentarse problemas para la remuneración de la reserva, este se trata en la siguiente parte.

4.6 Remuneración de la Reserva de Generación

Todo grupo de generación que contribuya a la confiabilidad del sistema debería percibir remuneración. En teoría todos los grupos presentes en un sistema contribuyen a la confiabilidad excepto los que se encuentran en mantenimiento. Sin embargo, el valor del costo de falla determina cierto nivel de confiabilidad cuando se equilibra con los costos de inversión. Entonces todos los grupos que contribuyen al nivel de confiabilidad prefijado, debería percibir remuneración.

El desarrollo teórico de los cargos por capacidad plantea un modelo centralizado de optimización de la planificación como modelo de referencia al que se le adiciona una restricción de confiabilidad de suministro (en este caso energía no servida-LOEE) y determinar las señales económicas que los agentes en un mercado de libre acceso deben percibir para que se obtenga al final el mismo resultado del modelo de referencia.

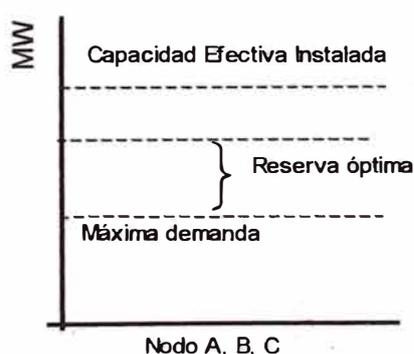
El desarrollo de dicha formulación conduce a que la señal económica que deben percibir los generadores del sistema responde a la siguiente expresión: (Costo marginal del sistema para incrementar la confiabilidad) X (Contribución a la confiabilidad). Se deduce de dicha expresión que el precio unitario con el que se debe construir esta remuneración corresponde al coste marginal del sistema para incrementar la confiabilidad. Es un valor unitario de remuneración que representa los ingresos adicionales que pueda percibir por energía, que son necesarios para que algún generador adicional se instale.

Este valor corresponde al marginal del sistema, es decir al menor de todos los valores que puedan corresponder a las distintas tecnologías. Esta es la metodología que actualmente el ente regulador considera para determinar el valor unitario de remuneración. Por esta razón, el desarrollo del presente estudio no modifica dicha metodología.

La forma de la asignación de remuneración actual de la reserva de generación está en función a los respectivos costos variables de las unidades de generación. Se consideran algunos procedimientos al interior del COES por el que unidades de generación que no forman parte de la reserva de generación reciben remuneración, esto debido principalmente a problemas de congestión en las líneas de transmisión y límites de indisponibilidad programada. Sin embargo, esto no garantiza que dichos generadores perciban remuneración siempre y recuperen su inversión.

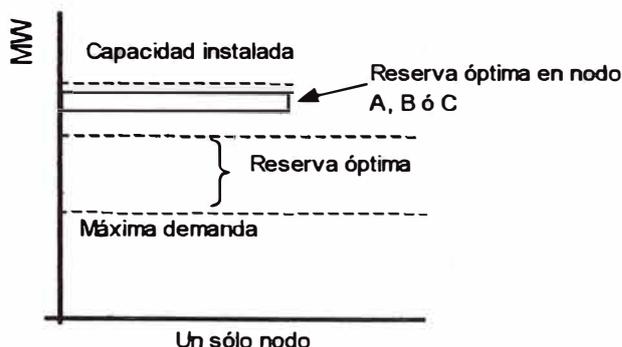
En la figura 4.11 se muestra la capacidad efectiva instalada en cada uno de las zonas y la reserva óptima correspondiente. Se muestra un solo gráfico porque el diagrama es parecido en cada uno de las zonas, sin embargo los niveles de reserva en porcentaje son diferentes.

Figura 4.11 Capacidad efectiva instalada en el nodo A,B ó C



En la figura 4.12 se muestra la capacidad instalada conjunta de las zonas A, B y C. Se muestra también la reserva equivalente óptima del sistema en su conjunto, pero existen grupos de generadores que se ubican en la parte no remunerada, debido a que su costo variable de estas unidades es mayor que el resto de las unidades, pero estas unidades forman parte de la reserva óptima de su zona correspondiente.

Figura 4.12 Capacidad instalada conjunta de los nodos A,B y C.



Considerar un solo nodo no es adecuado para determinar la reserva óptima del SEIN. Ya que trae como consecuencia que unidades de generación necesarios para una zona determinada no se diseñe o construya por sus altos costos variables. En el siguiente capítulo se desarrolla el cálculo de la reserva óptima considerando un sistema multizonal de tres zonas, de acuerdo a la metodología explicada en este capítulo y los procedimientos de cálculo del capítulo 2.

Con el crecimiento del sistema eléctrico, un solo nodo no puede ser una representación adecuada de SEIN, siendo necesario para su análisis, un sistema multizonal. En el presente estudio se evalúa un sistema de tres zonas, en este punto se hace la siguiente pregunta ¿Cómo remunerar a las unidades que forman parte de la reserva óptima? De acuerdo al sistema actual de remuneración sería difícil de asegurar una remuneración permanente a las unidades que forman parte de la reserva de generación óptima. Al respecto, las prácticas conocidas para pagos por reserva de generación son los siguientes:

- ◆ Licitación. Esta es la posibilidad de que el Estado realice licitaciones de potencia, y como resultado asigne contratos de compra de potencia de largo plazo a los generadores que resulten ganadores. Este mecanismo es muy intervencionista y que solo sería aplicable en zonas donde las posibilidades de inversión en generación sean muy lejanas por el alto costo variable.
- ◆ Pagos por capacidad. Que consiste en realizar un pago, calculado de manera administrativa, a los generadores del mercado de forma proporcional a su

potencia instalada o efectiva modificada por criterios de confiabilidad. Este pago es el que se usa actualmente en el sector eléctrico nacional. No es muy efectivo cuando se tiene zonas con deficiencia energética y cuando se incentiva a los generadores con bajos costos variables.

- ◆ Mercados de capacidad. Consiste en que los consumidores adquieran una potencia firme igual a su demanda más un cierto margen de reserva. Al mismo tiempo se asigna de forma administrativa a cada uno de los generadores cuál es el valor de su potencia firme, de modo que se pueda vender a los consumidores, bien en una subasta organizada o bien de forma bilateral. De este modo, el precio de la potencia se determina a través del mercado. Este mecanismo se emplea en el noreste de Estados Unidos.
- ◆ Mercado de reservas. Consiste en adquirir con anticipación una cierta cantidad de energía con la finalidad de utilizarlas en situaciones de emergencia. De esta manera elevar la confiabilidad de suministro. Este tipo de esquema se ha empleado recientemente en Suecia y Holanda.

Para el presente análisis multizonal, se ha determinado tres zonas de análisis, zona Norte, Centro y Sur. Cada una de estas zonas tiene características climáticas similares. Entonces el tipo de unidad más económica para suministrar reserva puede ubicarse en cualquiera de las zonas consideradas. Los procedimientos para determinar dicha unidad y los costos unitarios son los que se detallan en la referencia [7]. El presente estudio no propone una nueva metodología para el cálculo del Precio Básico de Potencia porque el existente es aplicable en el análisis multizonal considerado. En el caso de haber existido una zona con característica climática diferente, la metodología actual no sería aplicable.

Remunerar la reserva de generación dentro del modelo multizonal propuesto no considera cambiar la metodología de cálculo existente sino cambiar la distribución actual. Esta distribución de la remuneración de la reserva de generación debe tener los siguientes pasos:

- Identificar los pagos totales correspondiente a la reserva de generación del SEIN.
- Destinar los pagos a cada zona proporcionalmente a la reserva óptima de generación de cada una de estas zonas.
- Remunerar a cada generador en forma proporcional a su participación (confiabilidad) en la reserva de generación de su zona.

De esta manera, se asegura que grupos de generación de alto costo variable que participan de la reserva óptima de generación perciban remuneración. Esta metodología remunerativa permite que las unidades de generación permanezcan dentro de su zona ya que se le asegura un ingreso que le permitirá recuperar su inversión. Adicionalmente, nuevos grupos de generación serán motivados a invertir.

Entonces, el presente estudio propone mantener la metodología existente (pagos por capacidad) para determinar el precio base de la potencia. Pero se propone modificar el procedimiento para la remuneración de cada uno de los generadores de acuerdo a los pasos indicados arriba.

CAPÍTULO V

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se realiza la aplicación de la propuesta de metodología para la asignación de la reserva de generación en el SEIN. Se expone los datos utilizados y los resultados obtenidos y se comprueba la necesidad de crear un fondo para asegurar la reserva de generación en cada una de las zonas determinadas. [5], [13].

5.1 Generalidades

El SEIN se modela a través de tres zonas de acuerdo a lo que se indicó en el capítulo 4 del presente estudio. Estas tres zonas se indican en el ítem 4.2

En cada uno de estas zonas se analizará la reserva de generación, para ello será necesario tener presentes algunos considerandos. Estos considerandos se refiere a las unidades iniciales que participarán en el presente estudio y el período de análisis para los requerimientos de reservas de generación.

Respecto de la capacidad de los enlaces, se ha estimado lo siguiente: Para el enlace entre la zona Norte y Centro se considera una simple terna de 150MW para todo el horizonte de análisis. Para el enlace entre la zona Centro y Sur se ha considerado una capacidad de 300MW que corresponde a dos ternas, es decir cada terna llevaría 150MW. Estas restricciones se utilizarán en el presente análisis.

Muchas de las unidades presentes en el SEIN tienen baja eficiencia y altos niveles de indisponibilidad por fallos frecuentes, esto se debe en buena parte a su antigüedad de instalación. En el presente estudio no se considerará esas unidades. Las unidades consideradas y las retiradas se muestran en detalle en el anexo 1 del presente estudio.

Tabla 5.1 Potencia Efectiva total de unidades retiradas y consideradas.

TOTAL CONSIDERADO (kW)	3 790 671
TOTAL RETIRADO (kW)	621 328
TOTAL (kW)	4 411 999

En la tabla 5.1 se muestra el resumen total en potencia efectiva de unidades consideradas y retiradas del SEIN. Estos datos corresponden a lo publicado por el COES en setiembre del 2003. Luego, en el presente estudio se considerará un parque generador inicial de 3790.7 MW.

En lo que se refiere al período de análisis de reserva de generación, en el presente estudio se ha estimado un horizonte de estudio de 15 años, que iría del 2004-2018. Este período se puede considerar de largo plazo y es en este período donde se verá los efectos de un análisis multizonal. También se añade el efecto de quitar las unidades de bajo rendimiento del SEIN.

Para el presente estudio, se considera un escenario de crecimiento medio de las variables, el cual será el escenario base. Bajo este escenario se evaluará la proyección de la demanda, el plan de expansión de la generación y los requerimientos de reservas de generación.

5.2 Proyección de la demanda eléctrica.

Para realizar un análisis de proyección de la demanda eléctrica del SEIN, se debe tener una base de datos bastante confiable de manera que se pueda a través de diversos métodos estimar una tasa de crecimiento de la demanda. Para efectos del presente estudio, se utilizará la proyección de la demanda desarrollada por el MEM en su plan referencial de electricidad del 2003. En la tabla 5.2 se muestra la proyección global del SEIN.

Tabla 5.2 Proyección global de la demanda en el SEIN

Año	Máxima demanda		Consumo Anual	
	MW	%	GWH	%
2004	3143	3.80%	21331	3.88%
2005	3255	3.56%	22091	3.56%
2006	3343	2.70%	22706	2.78%
2007	3463	3.59%	23545	3.70%
2008	3592	3.73%	24621	4.57%
2009	3725	3.70%	25746	4.57%
2010	3864	3.73%	26923	4.57%
2011	4008	3.73%	28153	4.57%
2012	4157	3.73%	29440	4.57%
2013	4312	3.73%	30785	4.57%
2014	4473	3.73%	32192	4.57%
2015	4640	3.73%	33663	4.57%
2016	4813	3.73%	35202	4.57%
2017	4992	3.73%	36810	4.57%
2018	5178	3.73%	38493	4.57%

En la tabla 5.2 se muestra la proyección de la máxima demanda y el consumo anual de energía. En el Plan referencial se muestra hasta el año 2012, por lo que para extender hasta el año 2018 se utilizó la tasa de crecimiento anterior al último año. Para el presente caso, la última tasa de crecimiento anual para la máxima demanda es 3.73% y para el consumo anual de energía es 4.57%.

La proyección global del SEIN mostrada en la tabla 5.2 se ha distribuido en cada uno de las zonas, tomando para ello el consumo energético registrado del año 2003, el cual es como se muestra en la tabla 5.3.

Tabla 5.3 Consumo energético por zonas - 2003

DEMANDA TOTAL POR ZONAS		
		Factor
NORTE	2581.2 GWh	0.1257
CENTRO	14248.3 GWh	0.6936
SUR	3711.9 GWh	0.1807
TOTAL	20541.4 GWh	1.0000

Los factores mostrados en la tabla 5.3 se utilizarán para distribuir la proyección de la máxima demanda para cada zona. Estos datos corresponden a lo utilizado por OSINERG en el proceso de cálculo tarifario de precios en barra para mayo del 2004. En la tabla 5.4 se muestra la distribución de la demanda en cada zona.

Tabla 5.4 Distribución de la máxima demanda.

Año	Máxima Demanda (MW)			Total (MW)
	Norte	Centro	Sur	
2004	395	2180	568	3143
2005	409	2258	588	3255
2006	420	2319	604	3343
2007	435	2402	626	3463
2008	451	2492	649	3592
2009	468	2584	673	3725
2010	486	2680	698	3864
2011	504	2780	724	4008
2012	522	2884	751	4157
2013	542	2991	779	4312
2014	562	3103	808	4473
2015	583	3218	838	4640
2016	605	3338	870	4813
2017	627	3463	902	4992
2018	651	3592	936	5178

La máxima demanda proyectada que se muestra en la tabla 5.4 se utilizará para estimar la expansión de la generación y para determinar los requerimientos de reserva de generación, teniendo presente la distribución por cada zona. Los datos correspondiente a variación horaria de la demanda del año 2003 y distribución horaria de la demada proyectada para los 4 primeros años(2004-2007), se muestran en el anexo 2 del presente estudio.

5.3 Expansión de la generación.

Para satisfacer el suministro eléctrico de acuerdo a la demanda proyectada en el punto anterior, se realiza una expansión de la generación. En esta primera parte, se realiza una expansión considerando criterios determinísticos, los cuales son los siguientes:

El criterio general para el planeamiento de la expansión de la generación es el de minimización de los costos totales de inversión, operación y de racionamiento.

Se satisface la máxima demanda proyectada considerando un margen de reserva.

Se considera un escenario de crecimiento medio de las variables utilizadas en el planeamiento de la generación.

Se considera una tasa de actualización anual del 12%.

Para realizar un plan de expansión de la generación considerando lo anterior, es necesario tener una base de datos consistente referente a los siguiente: Datos históricos de caudales, cuencas, embalses, reservorios que suministra a centrales eléctricas existente y candidatas; centrales térmicas existentes y proyectadas, costo de combustible, costos variables y fijos de operación de centrales; costo de inversión de centrales candidatas, forma de financiamiento y costo de racionamiento. Toda esta información es necesaria para realizar una expansión de la generación. Estos datos se muestran en el anexo 1 del presente estudio.

Las centrales hidráulicas consideradas como candidatos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.5 Centrales Hidráulicas candidatas.

CENTRAL HIDROELECTRICA	EXISTENTE - CANDIDATO	POTENCIA NOMINAL (MW)	ZONA
MORRO DE ARICA	CANDIDATO	46	CENTRO
PLATANAL	CANDIDATO	200	CENTRO
MAYUSH	CANDIDATO	100	CENTRO
QUITARACSA	CANDIDATO	112	NORTE
YUNCAN	CANDIDATO	130	CENTRO
HUANZA	CANDIDATO	86	CENTRO
POECHOS2	CANDIDATO	10	NORTE
MARAÑON	CANDIDATO	96	CENTRO
TARUCANI	CANDIDATO	49	SUR

Para el horizonte planteado, el número de centrales hidráulicas candidatos es reducido debido principalmente a su alto costo de inversión. Las centrales térmicas candidatas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.6 Centrales Térmicas candidatas.

ITEM	CENTRAL TERMICA	POTENCIA NOMINAL (MW)	ZONA
1	TG1 D2	107	NORTE
2	TG2 D2	107	NORTE
3	TG3 D2	107	NORTE
4	TG4 D2	107	NORTE
5	CC 335 GN1	335	CENTRO
6	CC 335 GN2	335	CENTRO
7	CC 335 GN3	335	CENTRO
8	CC 335 GN4	335	CENTRO
9	CC 335 GN5	335	CENTRO
10	CC 335 GN6	335	CENTRO
11	CC 335 GN10	335	CENTRO
12	CC 335 GN7	335	CENTRO
13	CC 335 GN8	335	CENTRO
14	CC 335 GN9	335	CENTRO
15	CC 335 GN11	335	CENTRO
16	TG1 120 GN	107	CENTRO
17	TG2 120 GN	107	CENTRO
18	TG3 120 GN	107	CENTRO
19	TG4 120 GN	107	CENTRO
20	TG5 120 GN	107	CENTRO
21	TG6 120 GN	107	CENTRO
22	TG7 120 GN	107	CENTRO
23	TG8 120 GN	107	CENTRO
24	TG9 120 GN	107	CENTRO
25	TG 120 GN1	107	CENTRO
26	TG 120 GN2	107	CENTRO
27	TG 120 GN3	107	CENTRO
28	TG 120 GN4	107	CENTRO
29	TG 120 GN5	107	CENTRO
30	TG 120 GN6	107	CENTRO
31	TG 120 GN7	107	CENTRO
32	TG 120 GN8	107	CENTRO
33	TG 120 GN9	107	CENTRO
34	TG 120 TGN10	107	CENTRO
35	TG 120 TGN11	107	CENTRO
36	TG 120 TGN12	107	CENTRO
37	TG 120 TGN13	107	CENTRO
38	TG5 D2	107	CENTRO
39	TG6 D2	107	CENTRO
40	CCVENTANILLA	225	CENTRO
41	ILO VAPOR 2	125	SUR
42	CARBON1	125	SUR
43	CARBON2	125	SUR
44	TG7 D2	107	SUR
45	TG8 D2	107	SUR

Las centrales térmicas seleccionadas como candidatas son bastante numerosas debido a su costo de inversión y el suministro de combustible de bajo costo en la parte central del SEIN. Mientras en la parte Norte y Sur se ha considerado grupos térmicos en base derivados de petróleo (Diesel) con relativo alto costo variable que retardará su ingreso. Además se debe tener presente que se ha considerado un tamaño estándar para las unidades de punta en todas las zonas consideradas.

El resultado de la expansión se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 5.7 Plan de Expansión de la generación 2004-2018

Año	Zona Norte	Zona Centro	Zona Sur
2004			
2005		YUNCAN	
2006		CCVENTANILLA	
2007		TG1 120 GN TG2 120 GN TG3 120 GN TG4 120 GN TG5 120 GN	
2008	QUITARACSA	TG6 120 GN	
2009		TG7 120 GN TG8 120 GN	
2010		MARAÑON CC 335 GN1	
2011			
2012		CC 335 GN2	
2013		TG9 120 GN TG 120 GN1	
2014		TG 120 GN2	
2015		TG 120 GN3 TG 120 GN4	
2016		TG 120 GN5 TG 120 GN6	
2017	TG1 D2		TARUCANI
2018		CC 335 GN3	

En la tabla 5.7 se muestra el Plan de expansión para el período 2004-2018 bajo criterios determinístico. En ella, se aprecia un intenso crecimiento en la parte central del SEIN, el cual está influenciado por el acceso a un combustible de bajo

costo (Gas de Camisea). Asimismo no se prevé muchos ingresos de centrales hidráulicas, debido a las ventajas de inversión de las centrales térmicas.

Pero se debe tener presente que esta expansión de la generación no considera posibilidades de fallas forzadas de las unidades de generación.

El resultado del plan de expansión de la generación bajo criterios determinísticos establece un orden económico de ingresos de unidades, las cuales podrán ser confirmado con la evaluación complementaria de confiabilidad.

5.4 Evaluación de confiabilidad.

En el capítulo 2 y 4 se describe los métodos de cálculo que se utilizarán para evaluar los niveles de confiabilidad. Los métodos descritos se adecuarán al modelo multizonal propuesto y de esa forma se determinará una expansión de la generación bajo criterios de mínimo costo total y adecuado nivel de confiabilidad. Para el desarrollo de la evaluación de confiabilidad se necesita precisar algunos valores, estos son:

El costo unitario de falla a utilizar es de 6000 \$/MWh, valor que frecuentemente ha sido utilizado por OSINERG y el MEM en sus respectivos cálculos. En el Item 5.4 del presente estudio se describe las bases para determinar un costo unitario de falla, el cual es diferente dependiendo del rubro o la importancia para la región del suministro eléctrico. Sin embargo para fines prácticos, se utilizará los valores que comúnmente utiliza el OSINERG y MEM.

El costo unitario anualizado que se utilizará para costear el margen de reserva será de 48.05 \$/kW-año. Este valor corresponde al costo de capacidad por unidad de potencia efectiva, determinada por OSINERG para la fijación del Precio Básico de Potencia en la regulación de Mayo 2004.

El SEIN no cuenta con una base datos o estadística de salidas forzadas de unidades de generación como el que se requiere para el presente análisis, por esa razón los datos correspondientes a tasas de salidas forzadas de unidades de generación se obtiene de la base de datos del NERC ya que esta institución tiene una muestra bastante extensa y una estadística de varios años acumulados. Las unidades de generación registradas en el NERC son parecidas a los existentes en el SEIN. En el anexo 3 del presente informe, se muestra los reportes del NERC.

Las potencias efectivas de las unidades de generación, costos variables y sus respectivos valores de tasas de salidas forzadas se muestran en el anexo 3 del presente estudio.

Respecto a los enlaces entre zonas, los valores de tasas de indisponibilidad, se obtuvo de los reportes de la empresa Red de Energía del Perú (REP) donde el enlace entre la zona norte y centro es a través de la línea Chimbote – Paramonga 220kV y entre la zona centro y sur es a través de la línea Mantaro – Socabaya 220 kV. Estas líneas representan los enlaces entre las zonas respectiva, se debe tener en cuenta que las tasa de salida forzada de un línea de transmisión es menor que un sistema de generación. A mayor longitud de línea, mayor será la probabilidad que esta falle. La capacidad de cada enlace se estima en 150MW (por terna). En la tabla 5.8 se muestra los datos de indisponibilidad de las referidas líneas.

Tabla 5.8 a) Tasa de salidas de enlaces entre zonas.

Desde	Hasta	Enlace	Circuito	Longitud (km)	Tasa salidas/año	Tasa Horas/salida
Chimbote	Paramonga	Norte-Centro	1	221	9.20	9.18
Mantaro	Cotaruse	Centro – Sur	1	294	26.83	21.09
Mantaro	Cotaruse	Centro – Sur	2	294	25.50	14.23
Cotaruse	Socabaya	Centro – Sur	1	315	14.37	22.31
Cotaruse	Socabaya	Centro – Sur	2	315	46.12	12.25

b) Indisponibilidad de los enlaces entre zonas

Desde	Hasta	Enlace	Circuito	Horas /año	Tasa de Indisponibilidad	Tasa de disponibilidad
Chimbote	Paramonga	Norte-Centro	1	84.42	0.0096	0.9904
Mantaro	Cotaruse	Centro - Sur	1	565.69	0.0646	0.9354
Mantaro	Cotaruse	Centro - Sur	2	362.90	0.0414	0.9586
Cotaruse	Socabaya	Centro - Sur	1	320.64	0.0366	0.9634
Cotaruse	Socabaya	Centro - Sur	2	565.04	0.0645	0.9355

En la tabla 5.8, se aprecia que el enlace entre la zona Norte y Centro es a través de un enlace, mientras que entre la zona Centro y Sur se tiene dos enlaces. En estos dos enlaces entre zona Centro y Sur, tienen una barra intermedia por lo que se tiene que evaluar la indisponibilidad equivalente del enlace Centro – Sur. En la tabla 5.9 se muestra la indisponibilidad equivalente de los enlaces Centro – Sur.

Tabla 5.9

Indisponibilidad equivalente enlace Centro - Sur

Capacidad fuera de servicio (MW)	Probabilidad individual
0	0.808130
150	0.186840
300	0.005030

En la tabla 5.9 se muestra la tasa de indisponibilidad equivalente de los enlaces Centro – Sur, los valores mostrados están relativamente elevados, esto se debe a la longitud de la línea y al alto índice de falla de la misma.

En el presente estudio se ha considerado los valores de indisponibilidad de los enlaces mostrados en la tabla 5.8 parte b (para el caso Norte – Centro) y la tabla 5.9 (para el enlace Centro - Sur). Estos valores se mantendrán durante el presente período de análisis.

Para determinar las tablas de probabilidades de pérdida de capacidad de generación en cada uno de los nodos o zonas, será necesario utilizar un software de programación que permita evaluar gran cantidad de números. Asimismo para la evaluación entre zonas y confiabilidad de los enlaces, solo será posible a través de un medio de programación. Para tal fin se ha utilizado la hoja de cálculo de Excel y su correspondiente medio de programación en Visual Basic. Los algoritmos de programación se muestran en el anexo 4 del presente estudio.

5.4.1 Evaluación de confiabilidad en la zona centro, año 2004

Una vez determinado los valores de las variables de las unidades de generación y líneas de enlace, se inicializa el proceso de cálculo del nivel de confiabilidad. En primer lugar se calcula la tabla de probabilidades de pérdida de capacidad de generación para el año 2004, para el cual en primer instancia se ha considerado enlaces 100% confiables para luego introducir las tasas de indisponibilidad y analizar las variaciones. En la tabla 5.10 se muestra la tabla de probabilidades de pérdida de capacidad de generación de la zona norte para la oferta del año 2004.

Tabla 5.10

Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad zona Norte.

Capacidad fuera de servicio (MW)	Probabilidad individual	Probabilidad acumulada
0	0.430240902	1.000000000
5	0.023935074	0.569759098
9	0.041302268	0.545824025
13	0.017367194	0.504521757
14	0.019664913	0.487154562
15	0.017367194	0.467489649
18	0.001932336	0.450122455
19	0.048836316	0.448190118
20	0.000966168	0.399353802
/	/	/
100	0.000469529	0.032382971
101	0.000472276	0.031913442
102	0.001342242	0.031441166
103	0.000270504	0.030098924
104	0.000410251	0.02982842
105	0.00061643	0.029418169
/	/	/
540	1.54797E-23	5.6516E-22
541	4.95632E-22	5.49681E-22
542	1.54797E-23	5.40483E-23
546	2.67117E-23	3.85686E-23
550	1.1232E-23	1.18569E-23
555	6.24858E-25	6.24858E-25

En la tabla 5.10 se muestra la tabla de probabilidades de pérdida de capacidad de generación en la zona norte, para la capacidad efectiva instalada en la zona de 555MW. Se muestra partes de los resultados pues se tiene muchas combinaciones de pérdida de capacidad debido al número de unidades y el tamaño de ellas, pese a que se consideró unidades superiores o iguales a 5MW. El resultado completo se muestra en el anexo 4 del presente estudio.

En la tabla 5.11 se muestra la tabla de probabilidades de pérdida de capacidad de generación en la zona Centro para la oferta considerada en el año 2004.

Tabla 5.11

Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad zona Centro.

Capacidad fuera de servicio (MW)	Probabilidad individual	Probabilidad acumulada
0	0.062484917	1.000000000
6	0.018928305	0.937515083
9	0.003476148	0.918586777
10	0.006952296	0.915110629
11	0.003476148	0.908158333
12	0.012578648	0.904682185
13	0.013904593	0.892103537
14	0.003476148	0.878198944
15	0.001053016	0.874722796
/	/	/
300	0.000745635	0.065665672
301	0.000934654	0.064920037
302	0.000676486	0.063985383
303	0.000932346	0.063308897
304	0.000862798	0.062376551
305	0.000664069	0.061513753
/	/	/
2431	2.70981E-65	3.01949E-65
2432	4.4278E-67	3.09681E-66
2433	8.85561E-67	2.65403E-66
2434	4.4278E-67	1.76847E-66
2437	1.30105E-66	1.32569E-66
2443	2.46327E-68	2.46327E-68

En la zona centro se tiene una capacidad efectiva instalada de 2443 MW para el año 2004. En la tabla 5.12 se muestra la tabla de probabilidades de pérdida de capacidad de generación en la zona Sur para la oferta del año 2004.

Tabla 5.12

Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad zona Sur.

Capacidad fuera de servicio (MW)	Probabilidad individual	Probabilidad acumulada
0	0.162472153	1.000000000
5	0.036154471	0.837527847
6	0.058255656	0.801373376
9	0.009038618	0.74311772
10	0.027625526	0.734079103
11	0.043344962	0.706453577
12	0.01736757	0.663108615
14	0.002011338	0.645741045
15	0.008828825	0.643729707
/	/	/
150	0.000798161	0.041872955
151	0.001801657	0.041074793
152	0.002509705	0.039273137
153	0.001059191	0.036763432
154	0.000114231	0.035704241
155	0.000259747	0.03559001
/	/	/
777	6.3172E-36	8.93139E-36
778	2.41547E-36	2.61419E-36
779	2.20952E-38	1.98724E-37
782	8.7019E-38	1.76629E-37
783	8.83807E-38	8.96099E-38
788	1.22919E-39	1.22919E-39

La oferta de generación para el año 2004 en la zona Sur es de 788MW.

De esta forma se tiene las probabilidades de pérdida de capacidad de generación en cada uno de las zonas por separado. La máxima demanda considerada para el año 2004 en la zona centro es de 2180 MW, respecto de la oferta de 2443 se tiene un margen de generación de 263MW, de requerirse mayor reserva la zona centro tendría probabilidades de pérdida de carga. Si consideramos la máxima demanda durante todo el año se tendría un LOLE en la zona centro de 911 horas/año, un valor bastante grande.

Ahora analicemos en la zona Centro la influencia de la asistencia de las zonas Norte y Sur. En la zona Norte, la máxima demanda es de 395MW y la oferta es de 555MW, luego la zona Norte podría asistir con un máximo de 160 MW, pero por restricciones del enlace de transmisión solo podría asistir con máximo de 150 MW. Luego se construye la tabla de pérdida de capacidad de la asistencia equivalente. En la tabla 5.13 se muestra la asistencia equivalente de la zona Norte.

Tabla 5.13 Asistencia equivalente de la zona Norte

a) Capacidad de asistencia		b) Restricciones por capacidad del enlace		c) Tabla de probabilidad de la asistencia equivalente.	
Asistencia (MW)	Probabilidad Individual	Asistencia (MW)	Probabilidad individual	Capacidad fuera de servicio (MW)	Probabilidad individual
160	0.4302409	150	0.495478243	0	0.495478243
155	0.02393507	147	0.017367194	3	0.017367194
151	0.04130227	146	0.019664913	4	0.019664913
147	0.01736719	145	0.017367194	5	0.017367194
146	0.01966491	142	0.001932336	8	0.001932336
145	0.01736719	141	0.048836316	9	0.048836316
142	0.00193234	140	0.000966168	10	0.000966168
141	0.04883632	138	0.001667216	12	0.001667216
140	0.00096617	137	0.001720966	13	0.001720966
/	/	/	/	/	/
102	0.00417538	100	0.001428475	50	0.001428475
101	0.00188298	99	0.002361549	51	0.002361549
100	0.00142848	98	0.007529789	52	0.007529789
99	0.00236155	97	0.004975118	53	0.004975118
98	0.00752979	96	0.003759101	54	0.003759101
97	0.00497512	95	0.000725696	55	0.000725696
/	/	/	/	/	/
8	6.9866E-05	6	0.000186133	144	0.000186133
7	0.00017037	5	0.000175666	145	0.000175666
6	0.00018613	4	8.3712E-05	146	8.3712E-05
5	0.00017567	3	6.62822E-05	147	6.62822E-05
4	8.3712E-05	2	0.000104327	148	0.000104327
3	6.6282E-05	1	0.000318578	149	0.000318578
2	0.00010433	0	0.003246283	150	0.003246283
1	0.00031858				
0	0.00324628				

Igual que para los casos anteriores no se puede mostrar todo el resultado por lo extenso de la solución. En lo que respecta a la zona Sur, la máxima demanda para el año 2004 es de 568MW y la oferta disponible es de 788MW lo cual deja un margen de 220MW, por lo que puede asistir a la zona Centro con un máximo de 220MW. La capacidad total del enlace es de 300MW que supera la asistencia. En la Tabla 5.14 se muestra la asistencia equivalentes de la zona Sur.

Tabla 5.14 Asistencia equivalente de la zona Sur

a) Capacidad de asistencia		b) Restricciones por capacidad del enlace		c) Tabla de probabilidad de la asistencia equivalente.	
Asistencia (MW)	Probabilidad Individual	Asistencia (MW)	Probabilidad individual	Capacidad fuera de servicio (MW)	Probabilidad individual
220	0.162472153	220	0.16247215	0	0.162472153
215	0.036154471	215	0.03615447	5	0.036154471
214	0.058255656	214	0.05825566	6	0.058255656
211	0.009038618	211	0.00903862	9	0.009038618
210	0.027625526	210	0.02762553	10	0.027625526
209	0.043344962	209	0.04334496	11	0.043344962
208	0.01736757	208	0.01736757	12	0.01736757
206	0.002011338	206	0.00201134	14	0.002011338
205	0.008828825	205	0.00882883	15	0.008828825
/	/	/	/	/	/
120	0.001648714	120	0.00164871	100	0.001648714
119	0.000656747	119	0.00065675	101	0.000656747
118	0.001096684	118	0.00109668	102	0.001096684
117	0.001806314	117	0.00180631	103	0.001806314
116	0.003454486	116	0.00345449	104	0.003454486
115	0.001456568	115	0.00145657	105	0.001456568
/	/	/	/	/	/
6	0.000156604	6	0.0001566	214	0.000156604
5	0.000267284	5	0.00026728	215	0.000267284
4	0.000265295	4	0.0002653	216	0.000265295
3	0.000305176	3	0.00030518	217	0.000305176
2	0.000132148	2	0.00013215	218	0.000132148
1	8.27714E-05	1	8.2771E-05	219	8.27714E-05
0	0.00541396	0	0.00541396	220	0.00541396

Ahora, la nueva tabla de probabilidades de pérdida de capacidad en la zona Centro por efecto de la zona Sur, se muestra en la tabla 5.15.

Tabla 5.15

Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad zona Centro.

Asistencia zona Sur

Capacidad fuera de servicio (MW)	Probabilidad individual	Probabilidad acumulada
0	0.010152059	1.000000000
5	0.002259109	0.989847941
6	0.006715422	0.987588832
9	0.001129555	0.980873409
10	0.002855733	0.979743855
11	0.003957526	0.976888122
12	0.004231572	0.972930595
13	0.002259109	0.968699023
14	0.000816134	0.966439914
/	/	/
300	0.001376807	0.126468665
301	0.001405763	0.125091858
302	0.001416607	0.123686095
303	0.001383525	0.122269487
304	0.001373203	0.120885963
305	0.001367662	0.11951276
/	/	/
2658	6.58392E-72	1.59291E-70
2659	6.53494E-72	1.52707E-70
2660	7.5173E-72	1.46172E-70
2661	3.25516E-72	1.38654E-70
2662	2.03888E-72	1.35399E-70
2663	1.3336E-70	1.3336E-70

El efecto de la asistencia de la zona Sur sobre la zona Centro, incrementó la oferta en 220 MW. El margen de reserva para el año 2004 (máxima demanda 2180MW) será de 483 MW. El LOLE considerando la máxima demanda durante todo el año sería de 91 horas/año.

En la tabla 5.16 se muestra el efecto conjunto de la asistencia de la zona Norte y Sur sobre la zona Centro.

Tabla 5.16

Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad zona Centro.

Asistencia zona Norte y Sur

Capacidad fuera de servicio (MW)	Probabilidad individual	Probabilidad acumulada
0	0.005030124	1.000000000
3	0.000176313	0.994969876
4	0.000199639	0.994793563
5	0.001295652	0.994593923
6	0.003327346	0.993298271
8	5.88516E-05	0.989970926
9	0.001216512	0.989912074
10	0.001596055	0.988695562
11	0.002077496	0.987099507
/	/	/
300	0.001670101	0.16232017
301	0.001675958	0.160650069
302	0.001670316	0.158974111
303	0.00165044	0.157303795
304	0.001645174	0.155653355
305	0.001634548	0.154008181
/	/	/
2808	4.80528E-74	6.24953E-73
2809	3.52477E-74	5.769E-73
2810	3.44924E-74	5.41652E-73
2811	2.51299E-74	5.0716E-73
2812	4.91045E-74	4.8203E-73
2813	4.32925E-73	4.32925E-73

El efecto adicional de la asistencia de la zona Norte, incrementó el margen en 150 MW, ahora el margen total es de 633 MW. De esta manera, el LOLE, considerando la máxima demanda durante todo el año, sería de 11.3 horas/año. La asistencia disminuyó la probabilidad de pérdida de capacidad esperada respecto de la máxima demanda en la zona Centro para el 2004.

Una vez determinada la tabla de probabilidades de pérdida de capacidad en la zona Centro con las respectivas asistencias de la zona Norte y Sur, se realiza el cálculo del LOLE mediante la convolución de dicha tabla con el modelo de carga considerado. En este caso el modelo de carga a usar es el de variación horaria de la demanda. El cálculo es extenso y se muestra en el anexo 4 del presente estudio. Asimismo se determina el LOEE en la zona Centro usando para ello la curva de duración anual de la demanda, el resultado para este primer caso se muestra en la tabla 5.17.

Tabla 5.17 LOLE y LOEE zona Centro, año 2004

Zona	Máxima Demanda (MW)	Oferta (MW)	Reserva (%)	LOLE (horas/año)	LOEE (MWh)
Centro	2180	2813	29.0%	0.183	8.67

La resultado de la tabla 5.17 muestra un valor del LOLE bastante reducido, el cual se debe a que la máxima demanda en el año 2004 tiene en total poca duración. Estos valores obtenidos del LOLE y LOEE consideran que los enlaces tienen una confiabilidad del 100%. Sin embargo estos enlaces están sujetos a fallos según se muestra en la tabla 5.8 y 5.9. Luego en la tabla 5.18 se muestra el resultado del LOLE y LOEE considerando los valores de indisponibilidad forzada (confiabilidad) de los enlaces entre zona.

Tabla 5.18

LOLE y LOEE zona Centro, año 2004, considerando confiabilidad de enlace.

Zona	Máxima Demanda (MW)	Oferta (MW)	Reserva (%)	LOLE (horas/año)	LOEE (MWh)
Centro	2180	2813	29.0%	0.366	17.87

Considerar el nivel de confiabilidad del enlace entre las zonas, elevó los valores de riesgo en casi el 100%, por este motivo en la presente evaluación se considera por defecto la confiabilidad real del enlace.

A la reserva resultante y la energía cortada o no servida (LOEE) se le determina un costo asociado a través de los costos unitarios indicados al inicio del Item 4.2. Luego se determina un costo total. En la tabla 5.19 se muestra la evaluación del costo total de reserva y energía cortada.

Tabla 5.19 Calculo Costo total, año 2004, zona Centro.

Reserva		LOEE (MWh)	Costo ENS (miles \$)	Costo INV. (miles \$)	Costo Total (miles \$)
29.0%	633 MW	17.87	107	30418	30525

En la tabla 5.19 se muestra un costo total de 30.525 Millones de dólares, siendo el mayor costo el de inversión por reserva de generación; mientras que los costo por energía no servida está alrededor de 100 mil dólares. Esto indicaría que el nivel de confiabilidad es relativamente alto y debería estimarse un equilibrio entre costos por reserva adicional y energía no servida esperada.

En lo que sigue, se evaluará los valores del LOLE y LOEE para diferentes niveles de reserva adicional, para el cual se variará la reserva de generación desde un pequeño valor hasta la capacidad existente teniendo en cuenta el orden de mérito de los grupos de generación respecto de sus costos variables. De ser necesario, se añadirán unidades hasta obtener un valor óptimo para el costo total. En la tabla 5.20 se muestra los valores hallados para el LOLE y LOEE.

Tabla 5.20 Cálculo de LOLE y LOEE para diferentes ofertas

Zona	Máxima Demanda (MW)	Oferta	Reserva	LOLE (horas/año)	LOEE (MWh)
Centro	2180	2187	0.3%	807.65	70328.29
Centro	2180	2265	3.9%	407.53	30622.07
Centro	2180	2343	7.5%	180.50	11919.56
Centro	2180	2504	14.9%	26.90	1564.03
Centro	2180	2590	18.8%	8.098	437.40
Centro	2180	2611	19.8%	5.735	302.25
Centro	2180	2668	22.4%	3.393	182.38
Centro	2180	2674	22.7%	3.078	164.41
Centro	2180	2680	22.9%	2.790	148.11
Centro	2180	2686	23.2%	2.528	133.33
Centro	2180	2692	23.5%	2.289	119.96
Centro	2180	2813	29.0%	0.366	17.87

De los resultados de la tabla 5.20 se aprecia que para una reserva de generación baja, la energía no servida esperada(LOEE) son extremadamente alta y para altas reservas de generación la energía no servida esperada(LOEE) disminuye notablemente.

En la tabla 5.21 se muestra el costo asociado a los valores de reserva adicional de generación y energía no servida o cortada(LOEE).

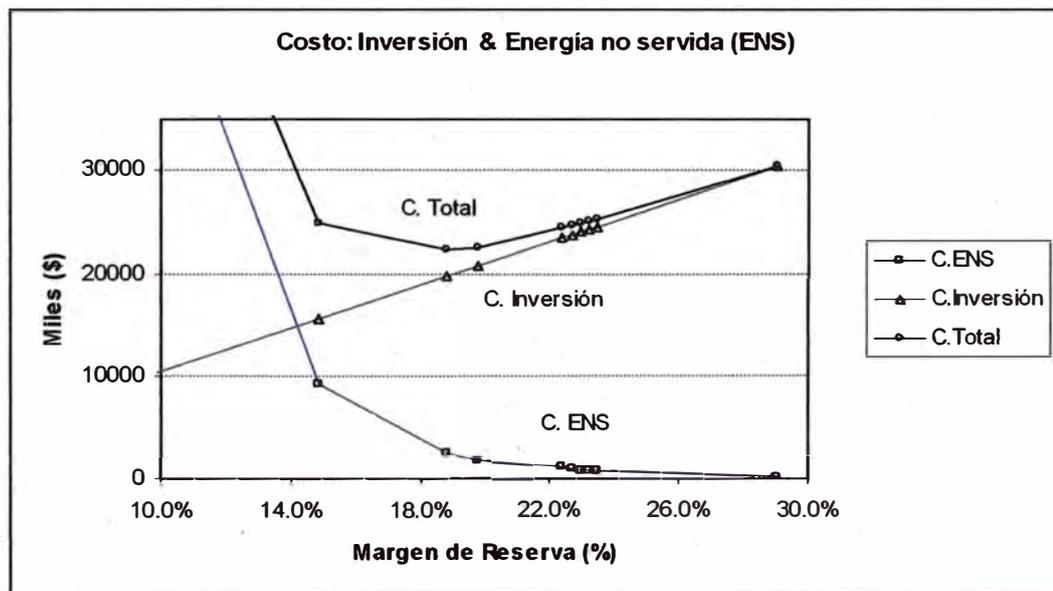
Tabla 5.21 Costo Total de reservas y energía no servida

Reserva (%)	Reserva (MW)	LOEE (MWh)	Costo ENS (miles \$)	Costo INV. (miles \$)	Costo Total (miles \$)
0.3%	7	70328.29	421970	336	422306
3.9%	85	30622.07	183732	4085	187817
7.5%	163	11919.56	71517	7833	79350
14.9%	324	1564.03	9384	15569	24954
18.8%	410	437.40	2624	19702	22327
19.8%	431	302.25	1814	20711	22525
22.4%	488	182.38	1094	23450	24545
22.7%	494	164.41	986	23739	24725
22.9%	500	148.11	889	24027	24916
23.2%	506	133.33	800	24315	25115
23.5%	512	119.96	720	24604	25323
29.0%	633	17.87	107	30418	30525

En la tabla 5.21 se muestra la variación del costo por energía no servida (ENS), los costo de inversión en reserva adicional de generación y el costo total. Al inicio, con poca reserva de generación (0.3%), se muestra un alto costo por energía no servida debido al bajo nivel de confiabilidad, pero se tiene un bajo costo por reserva adicional de generación, sin embargo el costo total es demasiado alto. Para niveles altos de confiabilidad, los costos por energía no servida es bastante pequeña, pero los costos por reserva adicional de generación es alta, lo cual resulta en un costo total relativamente alto. Entonces, si el nivel de confiabilidad se incrementa, decrece los costos por energía no servida pero se incrementa los costos por reserva de generación.

Por otro lado el costo total a medida que se incrementa la reserva de generación, tiene un comportamiento parabólico, hallándose un valor mínimo para una reserva adicional de generación de en este caso 18.8% de la carga nominal de la zona Centro. Entonces, de esta manera se estima un nivel óptimo de reserva de generación y nivel de confiabilidad el cual equilibra el costo total por energía no servida y la reserva adicional de generación. En la figura 5.1 se muestra el comportamiento de los niveles de costo.

Figura 5.1 Variación de los costos respecto de la reserva de generación.



En la figura 5.1 se muestra la variación de los costos por energía no servida (C.ENS), costos de inversión por reserva adicional de generación (C.Inversión) y los costos totales (C.Total). Asimismo, se muestra el punto de mínimo costo total (equilibrio), el cual indica 18.8% de margen de reserva de generación de la máxima demanda de la zona Centro y \$22.327 millones como costo total.

5.4.2 Evaluación de confiabilidad en la zona norte y sur, año 2004

Para evaluar la confiabilidad en la zona norte y sur del SEIN, se tendría que realizar todo el procedimiento hecho en el Item 5.4.1, lo cual se ha incluido en el anexo 4 del presente estudio por lo extenso de su desarrollo.

Luego, se tiene el resumen de los resultados para la zona norte 2004:

Tabla 5.22 Cálculo LOLE y LOEE zona norte – 2004.

Zona	Máxima Demanda (MW)	Oferta	Reserva	LOLE (horas/año)	LOEE (MWh)
Norte	395	397	0.5%	538.86	13934.44
Norte	395	410	3.8%	342.41	6873.07
Norte	395	425	7.6%	165.59	3045.12
Norte	395	522	32.2%	16.84	306.28
Norte	395	531	34.4%	10.629	196.26
Norte	395	537	35.9%	8.03	145.19
Norte	395	554	40.3%	3.664	58.87
Norte	395	672	70.1%	0.403	7.26
Norte	395	681	72.4%	0.255	4.62
Norte	395	690	74.7%	0.168	2.92
Norte	395	704	78.2%	0.086	1.36

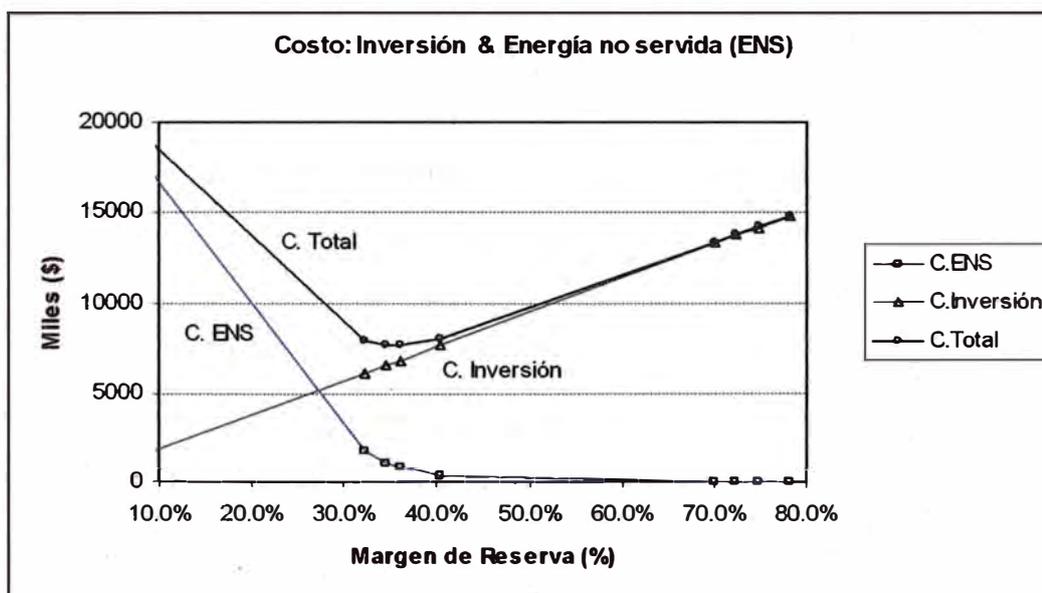
Luego, las variaciones de costos por energía no servida, costos por reserva adicional de generación y el costo total se muestra en la tabla 5.23.

Tabla 5.23 Costo Total de reservas y energía no servida, zona norte 2004.

Reserva (%)	Reserva (MW)	LOEE (MWh)	Costo ENS (miles \$)	Costo INV. (miles \$)	Costo Total (miles \$)
0.5%	2	13934.44	83607	96	83703
3.8%	15	6873.07	41238	721	41959
7.6%	30	3045.12	18271	1442	19712
32.2%	127	306.28	1838	6103	7941
34.4%	136	196.26	1178	6535	7713
35.9%	142	145.19	871	6824	7695
40.3%	159	58.87	353	7641	7994
70.1%	277	7.26	44	13311	13354
72.4%	286	4.62	28	13743	13771
74.7%	295	2.92	17	14176	14193
78.2%	309	1.36	8	14849	14857

En la tabla 5.23 se muestra la variación del costo total de energía no servida y costos de inversión en reserva de generación. El comportamiento de los valores es similar que para el caso de la zona Centro. En el figura 5.2 se muestra la variación del costo total, costos por energía no servida y costos por reserva adicional.

Figura 5.2 Variación de costos vs reserva, zona norte 2004.



De la figura 5.2, el nivel óptimo de reserva de generación para zona norte 2004 es 35.9% de la máxima demanda de dicha zona y el costo total sería \$7.695 Millones.

De la misma manera, para la zona sur se tiene el siguiente resultado:

Tabla 5.24 Cálculo LOLE y LOEE zona sur – 2004

Zona	Máxima Demanda (MW)	Oferta	Reserva	LOLE (horas/año)	LOEE (MWh)
Sur	568	710	25.0%	596.537	31358.07
Sur	568	851	49.8%	53.14	2163.84
Sur	568	857	50.9%	46.00	1884.96
Sur	568	863	51.9%	40.17	1642.30
Sur	568	869	53.0%	35.281	1438.69
Sur	568	875	54.0%	31.108	1251.08
Sur	568	885	55.8%	25.199	994.51
Sur	568	896	57.7%	19.906	767.59
Sur	568	906	59.5%	16.047	602.57
Sur	568	922	62.3%	11.228	397.61
Sur	568	928	63.4%	9.802	339.45
Sur	568	934	64.4%	8.507	288.72
Sur	568	940	65.5%	7.362	244.77
Sur	568	946	66.5%	6.366	206.61
Sur	568	981	72.7%	2.667	72.33
Sur	568	1017	79.0%	0.876	21.271
Sur	568	1053	85.4%	0.250	5.480
Sur	568	1088	91.5%	0.065	1.314

Luego, las variaciones de costos por energía no servida, costos por reserva adicional de generación y el costo total se muestra en la tabla 5.25.

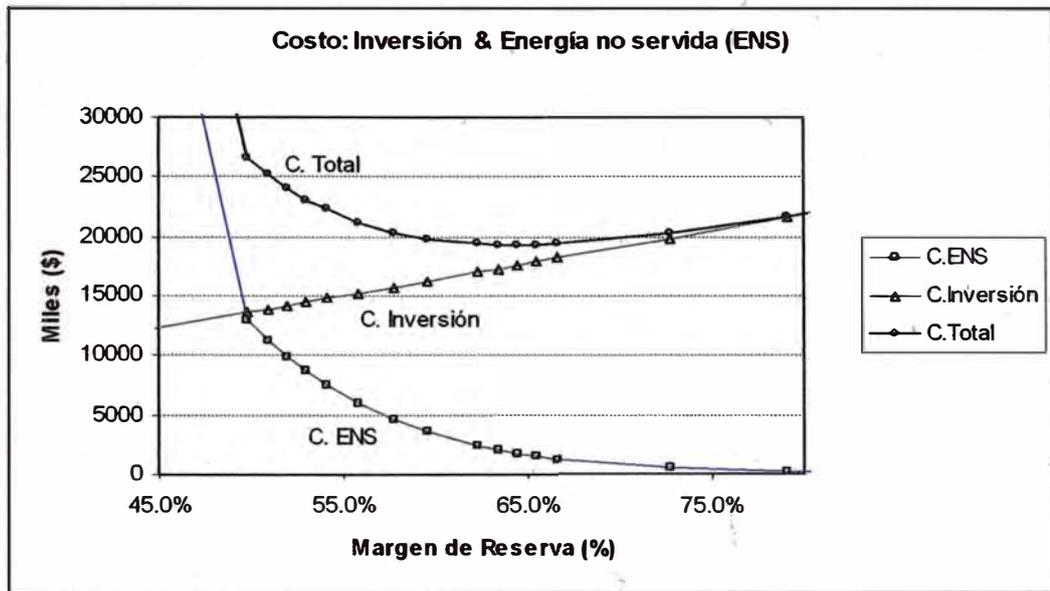
Tabla 5.25 Costo Total de reservas y energía no servida, zona sur 2004

Reserva		LOEE	Costo ENS	Costo INV.	Costo Total
(%)	(MW)	(MWh)	(miles \$)	(miles \$)	(miles \$)
25.0%	142	31358.07	188148	6824	194972
49.8%	283	2163.84	12983	13599	26582
50.9%	289	1884.96	11310	13888	25197
51.9%	295	1642.30	9854	14176	24030
53.0%	301	1438.69	8632	14464	23096
54.0%	307	1251.08	7506	14753	22259
55.8%	317	994.51	5967	15233	21200
57.7%	328	767.59	4606	15762	20367
59.5%	338	602.57	3615	16242	19858
62.3%	354	397.61	2386	17011	19397
63.4%	360	339.45	2037	17299	19336
64.4%	366	288.72	1732	17588	19320
65.5%	372	244.77	1469	17876	19345
66.5%	378	206.61	1240	18164	19404
72.7%	413	72.33	434	19846	20280
79.0%	449	21.27	128	21576	21704
85.4%	485	5.48	33	23306	23339
91.5%	520	1.31	8	24988	24996

En la tabla 5.25 se observa que el mínimo costo total por energía no servida y reserva de generación es para una margen de reserva del 64.4% de la máxima demanda de la zona sur. En la figura 5.3 se muestra las variaciones de los costos totales, de energía no servida y reserva de generación.

Los márgenes de reserva de generación se incrementan en las zonas Norte y Sur respecto de la zona Centro y esto se debe a factores tales como: el nivel del consumo de la zona respectiva, los valores de la tasa de salida forzada de las unidades de generación, el tamaño de los grupos de generación y del valor de la indisponibilidad de los enlaces entre zona.

Figura 5.3 Variación de costos vs reserva, zona sur 2004



5.4.3 Cálculo del LOLE y LOEE óptimo en todas las zonas 2004-2007

En los Item 5.4.1 y 5.4.2 se ha mostrado la secuencia para determinar los valores óptimos de reserva de generación en cada zona. De la misma manera, se determina los valores óptimo de reserva para los años 2004 – 2007. Los cálculo respectivos forman parte del anexo 4 del presente estudio.

En la siguiente tabla se muestra el resumen de los valores óptimos hallados para los años 2004-2007 en cada uno de las zonas.

Tabla 5.26 Valores óptimos de Reserva 2004-2007

Año	Zona	Máxima Demanda (MW)	Oferta (MW)	Reserva (%)	LOEE (MWh)	LOLE (horas/año)
2004	Norte	395	537	35.95%	145.19	8.03
	Centro	2180	2590	18.81%	437.40	8.10
	Sur	568	934	64.44%	288.72	8.51
2005	Norte	409	552	34.96%	140.28	7.80
	Centro	2258	2673	18.38%	453.29	8.34
	Sur	588	934	58.84%	320.97	8.85
2006	Norte	420	563	34.05%	142.23	7.90
	Centro	2319	2741	18.20%	483.94	8.22
	Sur	604	958	58.61%	308.20	8.57
2007	Norte	435	577	32.64%	153.02	8.44
	Centro	2402	2844	18.40%	498.98	8.15
	Sur	626	981	56.71%	279.18	7.76

En la tabla 5.26 se muestra los resultados obtenidos del nivel óptimo de reserva adicional de generación en cada uno de las zonas. El nivel óptimo de reserva en cada uno de las zonas tiende a decrecer con el paso del tiempo, el cual se debería al incremento de la demanda en cada uno de las zonas. Asimismo el nivel de la energía no servida (LOEE) tiende a incrementarse ligeramente.

Uno de los indicadores de confiabilidad más importante es el LOLE, el cual, para los años evaluados y las zonas consideradas tiende en un valor casi constante, alrededor de 8.22 horas/año (promedio). No se ha podido determinar con exactitud el valor de un LOLE representativo pues los tamaños de los generadores que ingresan al SEIN no varían linealmente sino por bloques.

Sin embargo, del presente análisis, los valores que se obtiene para el LOLE en cada uno de las zonas, tiende al valor de 8 horas/año y este valor representará el nivel óptimo de reserva de generación en cada una de las zonas bajo el modelo utilizado. Este valor puede utilizarse para estimar la expansión de la generación 2004-2018 ya que es producto de un análisis óptimo de mínimo costo. Por esa razón

este valor obtenido como una señal económica se utilizará para estimar el parque generador necesario en cada uno de las zonas.

5.5 Evolución del Parque generador y Confiabilidad.

En el Item 5.4, se realizó un análisis económico de mínimo costo de energía no servida por problemas de confiabilidad de suministro y el costo por reserva de generación respectiva. Se observó que el valor del LOLE se mantenía casi constante para los años de evaluación y en todas las zonas, este valor tendía a 8 horas/año. Este valor significa que en un sistema confiable óptimo se espera no satisfacer la demanda durante 8 horas al año.

En este Item, se analizará la evolución del parque generador teniendo en cuenta la confiabilidad de suministro. Para ello se utilizará como límite el valor LOLE de 8 horas/año en cada uno de las zonas y para todos los años. En el caso que en un año cualquiera y en una de las zonas se superase este valor, se tendrá que añadir una unidad adicional, de modo que no se supere este indicador.

Para el orden de ingreso de las unidades, se utilizará como referencia el resultado de la expansión de la generación mostrado en el ítem 5.3. De este modo, la secuencia de ingreso de unidades en el SEIN será también de mínimo costo.

La metodología para determinar el LOLE y añadir unidades en cada uno de las zonas en los años respectivos, será el mismo que se utilizó en el ítem 5.4, pero no se calculará el LOEE ni se hará el análisis económico respectivo debido a que se tiene un valor del LOLE obtenido bajo ese procedimiento. De esta manera se agiliza las labores de cálculo en la evaluación del nivel de confiabilidad.

El parque generador existente en cada uno de las zonas, será los valores iniciales de capacidad y reserva respectiva. En el caso de que el valor obtenido para el LOLE en uno de las zonas supere los 8 horas/año, se incrementará una unidad de generación, teniendo como referencia el plan de expansión de la generación obtenida en el ítem 5.3.

Los valores que se obtiene para el LOLE en cada uno de las zonas, y para cada uno de las zonas, ocupan bastante espacio, por esa razón en esta parte se colocará los resúmenes de los resultados respectivos. Los valores detallados, forman parte del anexo 4 del presente estudio. En la siguiente tabla se muestra los resultados obtenidos en la zona norte del SEIN.

Tabla 5.27 Cálculo del LOLE en la zona norte 2004-2018

Año	Máxima Demanda (MW)	Oferta de Generación (MW)	Reserva de Generación (%)	LOLE (horas/año)
2004	395	704	78%	0.08560
2005	409	704	72%	0.17932
2006	420	704	68%	0.35590
2007	435	704	62%	0.77028
2008	451	816	81%	0.45290
2009	468	816	74%	0.53589
2010	486	816	68%	0.13372
2011	504	816	62%	0.54292
2012	522	816	56%	0.37650
2013	542	816	51%	1.47524
2014	562	816	45%	2.13576
2015	583	816	40%	3.91248
2016	605	816	35%	8.17639
2017	627	923	47%	3.34970
2018	651	923	42%	2.72785

De la misma forma se tiene los resultados para la zona centro y sur del SEIN.

Tabla 5.28 Cálculo del LOLE en la zona centro 2004-2018

Año	Máxima Demanda (MW)	Oferta de Generación (MW)	Reserva de Generación (%)	LOLE (horas/año)
2004	2180	2813	29%	0.36631
2005	2258	2918	29%	0.25311
2006	2319	2952	27%	0.51956
2007	2402	2915	21%	3.49044
2008	2492	2928	18%	4.95981
2009	2584	3011	17%	6.72712
2010	2680	3466	29%	0.25906
2011	2780	3440	24%	1.57569
2012	2884	3742	30%	0.40674
2013	2991	3694	23%	2.13450
2014	3103	3752	21%	3.41871
2015	3218	3808	18%	7.89417
2016	3338	4075	22%	2.35554
2017	3463	4128	19%	5.70706
2018	3592	4405	23%	2.03658

Tabla 5.29 Cálculo del LOLE en la zona sur 2004-2018

Año	Máxima Demanda (MW)	Oferta de Generación (MW)	Reserva de Generación (%)	LOLE (horas/año)
2004	568	1088	92%	0.06537
2005	588	1088	85%	0.10126
2006	604	1088	80%	0.21727
2007	626	1088	74%	0.45895
2008	649	1085	67%	4.56577
2009	673	1137	69%	2.08755
2010	698	1137	63%	0.43004
2011	724	1137	57%	2.01023
2012	751	1137	51%	1.34812
2013	779	1137	46%	5.35573
2014	808	1244	54%	1.57599
2015	838	1244	48%	8.39737
2016	870	1351	55%	1.30401
2017	902	1351	50%	4.23308
2018	936	1351	44%	3.38923

-- De los resultados mostrados en las tablas 5.27, 5.28 y 5.29, la zona centro alcanza rápidamente el valor límite para el LOLE, así para el año 2009 ya está bastante cercano (6.73 horas/año). La zona sur también alcanza un valor cercano al

final del año 2008 (4.57 horas/año), pero en la zona norte se alcanza este valor para el año 2016 (8.18 horas/año). El crecimiento de la oferta de generación en las zonas norte y sur es por bloques constantes para periodos mayores a dos años, esta característica es debido a la gran asistencia de la zona centro hacia los laterales, por su nivel de reserva de generación..

En la tabla 5.30 se muestra la evolución de un parque generador óptimo.

Tabla 5.30 Evolución del parque generador 2004-2018

Año	Zona Norte	Zona Centro	Zona Sur
2004			
2005		YUNCAN	
2006		CCVENTANILLA	
2007			
2008	QUITARACSA		
2009		TG1 120 GN	TARUCANI
2010		MARAÑON CC 335 GN1	
2011			
2012		CC 335 GN2	
2013			
2014		TG2 120 GN	TG2 D2
2015			
2016		TG3 120 GN TG4 120 GN	TG3 D3
2017	TG1 D2		
2018		CC 335 GN3	

La tabla 5.30, muestra la evolución del parque generador óptimo con una adecuado nivel de confiabilidad en cada uno de las zonas. La zona centro requiere mayor cantidad de unidades debido principalmente al tamaño de la demanda. También la zona centro tiene acceso a un combustible de bajo costo, por lo que es conveniente tener la mayor cantidad de unidades en esta zona del SEIN. Sin embargo por problemas de confiabilidad, se requiere unidades que procesan derivados de petróleo (Diesel) en las zonas norte y sur.

En la zona sur, se requiere una unidad en el 2009, por ese motivo se adelantó el proyecto Tarucani, luego por problemas de confiabilidad se requiere unidades

térmicas en los años 2014 y 2016. En la zona norte se requiere unidades térmicas recién para el año 2017. Se observa también, que existen años en las cuales no se requiere unidades adicionales, el cual significa que el parque de generación existente para ese año, satisface plenamente los límites de confiabilidad de suministro.

En el mediano plazo, la expansión de generación no requiere unidades térmicas en las zonas sur y norte, debido a que el enlace entre las zonas es suficiente para satisfacer la demanda, pero en el largo plazo se requiere unidades térmicas para satisfacer un nivel adecuado de confiabilidad de suministro.

5.6 Evolución del margen de generación.

Una vez determinado la evolución del parque de generación óptimo en cada uno de las zonas, se puede analizar la evolución de la reserva de generación global del SEIN. Así, se tiene el siguiente resultado:

Tabla 5.31 Reserva de generación en el SEIN

Año	Máxima Demanda (MW)	Oferta de Generación (MW)	Reserva de Generación (%)
2004	3143	3790	21%
2005	3255	3925	21%
2006	3343	3986	19%
2007	3463	3986	15%
2008	3592	4098	14%
2009	3725	4254	14%
2010	3864	4685	21%
2011	4008	4685	17%
2012	4157	5020	21%
2013	4312	5020	16%
2014	4473	5234	17%
2015	4640	5234	13%
2016	4813	5555	15%
2017	4992	5662	13%
2018	5178	5997	16%

Los resultados de la tabla 5.31 muestra la reserva óptima de todo el Sistema en su conjunto. Los valores porcentuales de reserva de generación disminuye con el incremento de la demanda. Sin embargo se debe precisar que la reserva adicional de generación que se indica debe estar operativa ya que en el presente análisis no se ha considera las unidades que se encuentran en mantenimiento programado. Las unidades que están en mantenimiento programado no participan en el cálculo del nivel de confiabilidad.

Los resultados mostrados en el presente estudio bajo un modelo multizonal muestra señales de preocupación a largo plazo sobre la distribución de la reserva adicional de generación, el cual difiere en los resultados de expansión del modelo actual (uninodal) que se viene utilizando. Se debe tener especial cuidado en la fortaleza del sistema de transmisión, y la aparición de combustible de bajo costo en algún punto del SEIN que podría distraer la distribución de la reserva de generación.

5.7 Efecto del mantenimiento de unidades de generación.

Las unidades de generación que se encuentran en períodos de mantenimiento programado, no contribuyen a la confiabilidad del sistema. Luego, las tablas de probabilidades de pérdida de capacidad se verán modificadas cuando alguno de las unidades de generación estén en mantenimiento.

En el capítulo II del presente estudio, en el ítem 2.4 se analizó algunas posibilidades para considerar el mantenimiento programado. Uno de los métodos consistía en añadir a la carga el mantenimiento respectivo. Para el caso del SEIN, se utilizará esta metodología de análisis.

Se ha considerado como mantenimiento una cantidad fija de 100MW en cada una de las zonas. Esta consideración no es simultánea, e indica que cuando se esté analizando una de las zonas, a esta se le considera un mantenimiento de 100MW y las otras zonas sin este mantenimiento. Este proceso se repite en cada zona de análisis.

El resultado que se obtiene considerando el mantenimiento es el siguiente:

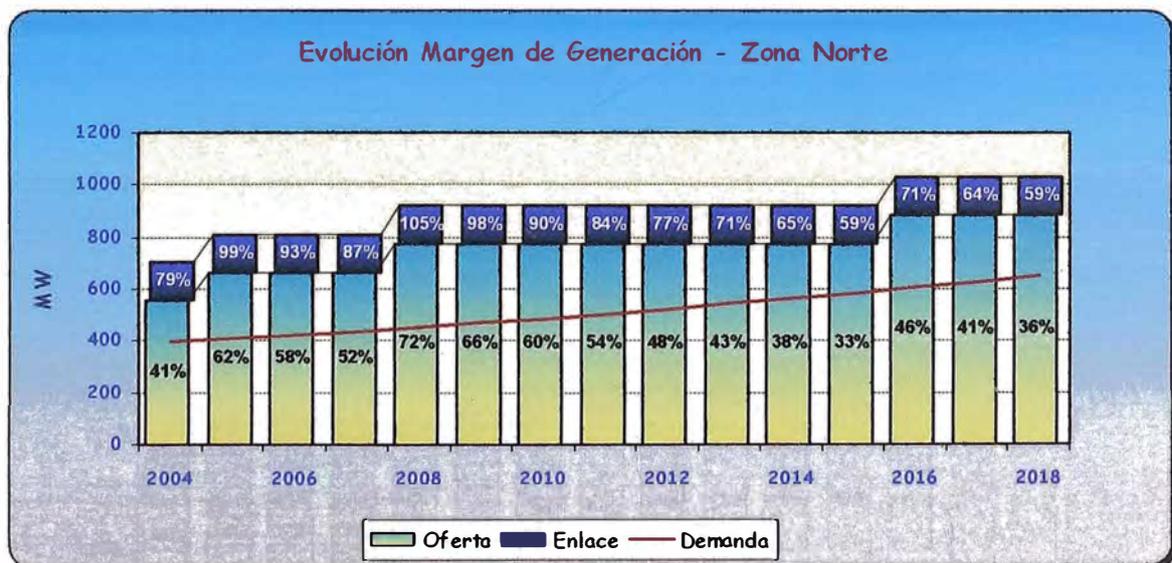
Tabla 5.32

Cálculo del LOLE en la zona norte 2004-2018 (con mantenimiento)

Año	Máxima Demanda (MW)	Oferta de Generación (MW)	Reserva de Generación (%)	LOLE (horas/año)
2004	395	704	78%	7.95742
2005	409	812	99%	1.06397
2006	420	812	93%	1.11440
2007	435	812	87%	1.97925
2008	451	924	105%	0.28181
2009	468	924	97%	0.30816
2010	486	924	90%	0.12864
2011	504	924	83%	0.38566
2012	522	924	77%	0.40620
2013	542	924	71%	1.09829
2014	562	924	64%	2.72039
2015	583	924	58%	5.97738
2016	605	1031	70%	1.37172
2017	627	1031	64%	2.74007
2018	651	1031	58%	2.55816

Veamos como se comporta el margen de reserva en el período de análisis

Figura 5.4 Evolución del margen de generación – Zona Norte



El resultado mostrado en la figura 5.4 revela que el margen de generación no tiene una fuerte dependencia de las líneas de transmisión. Esto se debe a que la indisponibilidad del enlace disminuye notablemente los niveles de confiabilidad.

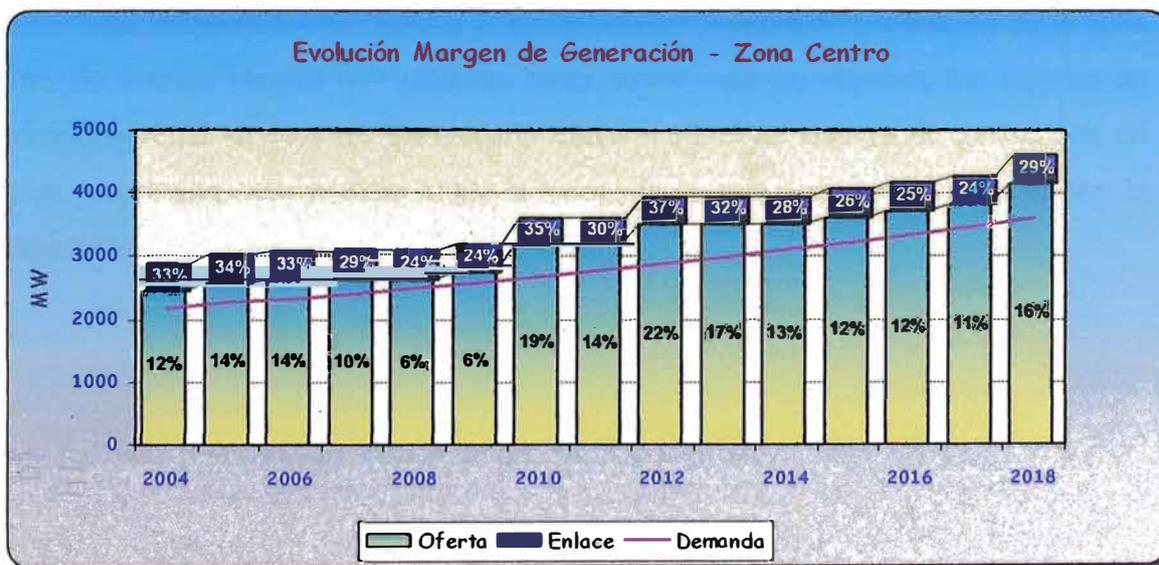
Tabla 5.33

Cálculo del LOLE en la zona centro 2004-2018 (con mantenimiento)

Año	Máxima Demanda (MW)	Oferta de Generación (MW)	Reserva de Generación (%)	LOLE (horas/año)
2004	2180	2813	29%	2.32121
2005	2258	2922	29%	0.58310
2006	2319	2967	28%	0.94579
2007	2402	3052	27%	1.61134
2008	2492	3029	22%	6.64570
2009	2584	3190	23%	3.30594
2010	2680	3621	35%	0.17384
2011	2780	3599	29%	0.90353
2012	2884	3907	35%	0.20336
2013	2991	3879	30%	0.98541
2014	3103	3956	28%	2.02448
2015	3218	4034	25%	3.26260
2016	3338	4109	23%	4.15719
2017	3463	4234	22%	4.86046
2018	3592	4535	26%	1.53395

Para la zona Centro, veamos como se comporta el margen de reserva de generación

Figura 5.5 Evolución del margen de generación – Zona Centro



Los resultados mostrados en la figura 5.5 muestran un crecimiento sostenido de la oferta respecto de la demanda, pero no se observa una concentración de la oferta de generación. La oferta de generación no depende del sistema de transmisión para abastecer la zona centro. Los enlaces con las otras zonas eleva el margen de reserva de generación, con lo cual se obtiene un promedio de 30% respecto de la máxima demanda de la zona centro.

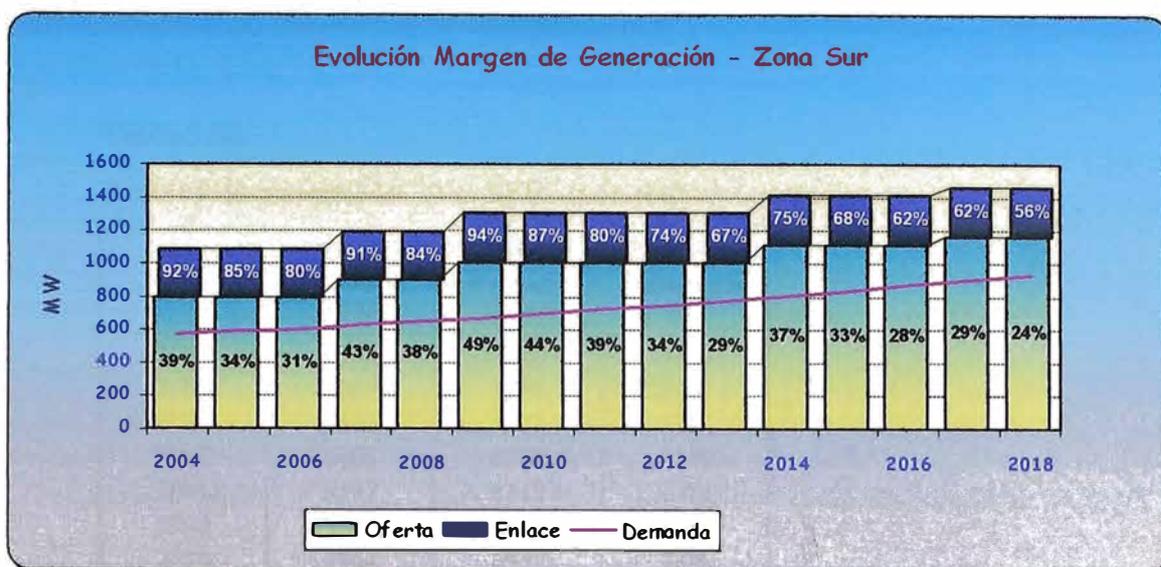
Tabla 5.34

Cálculo del LOLE en la zona sur 2004-2018 (con mantenimiento)

Año	Máxima Demanda (MW)	Oferta de Generación (MW)	Reserva de Generación (%)	LOLE (horas/año)
2004	568	1088	92%	2.99632
2005	588	1088	85%	2.38842
2006	604	1088	80%	3.68298
2007	626	1195	91%	1.58834
2008	649	1186	83%	7.02958
2009	673	1302	93%	1.27490
2010	698	1302	86%	0.24454
2011	724	1302	80%	0.92007
2012	751	1302	73%	0.69859
2013	779	1302	67%	2.22513
2014	808	1409	74%	1.16250
2015	838	1409	68%	2.67766
2016	870	1409	62%	5.29277
2017	902	1459	62%	4.51090
2018	936	1459	56%	3.34888

En la figura 5.6 se observa la evolución del margen de generación de la zona Sur, de manera similar que para las otras zonas, esta no depende del sistema de transmisión. El sistema de transmisión eleva el nivel de reserva de generación en gran proporción, este se debe a que la demanda de esta zona es comparable con la capacidad de transmisión del enlace.

Figura 5.6 Evolución del margen de generación – Zona Sur



De los resultados mostrados en las tablas 5.32, 5.33 y 5.34, se obtiene la evolución del parque generador del SEIN .

Tabla 5.35

Evolución del parque generador 2004-2018 (con mantenimiento)

Año	Zona Norte	Zona Centro	Zona Sur
2004			
2005	TG1 D2	YUNCAN	
2006		CCVENTANILLA	
2007			TG1 D2
2008	QUITARACSA		
2009		TG1 120 GN	TG2 D2
2010		MARAÑON CC 335 GN1	
2011			
2012		CC 335 GN2	
2013			
2014			TG3 D2
2015		TG2 120 GN	
2016	TG2 D2	TG3 120 GN	
2017		TG4 120 GN	TARUCANI
2018		CC 335 GN3	

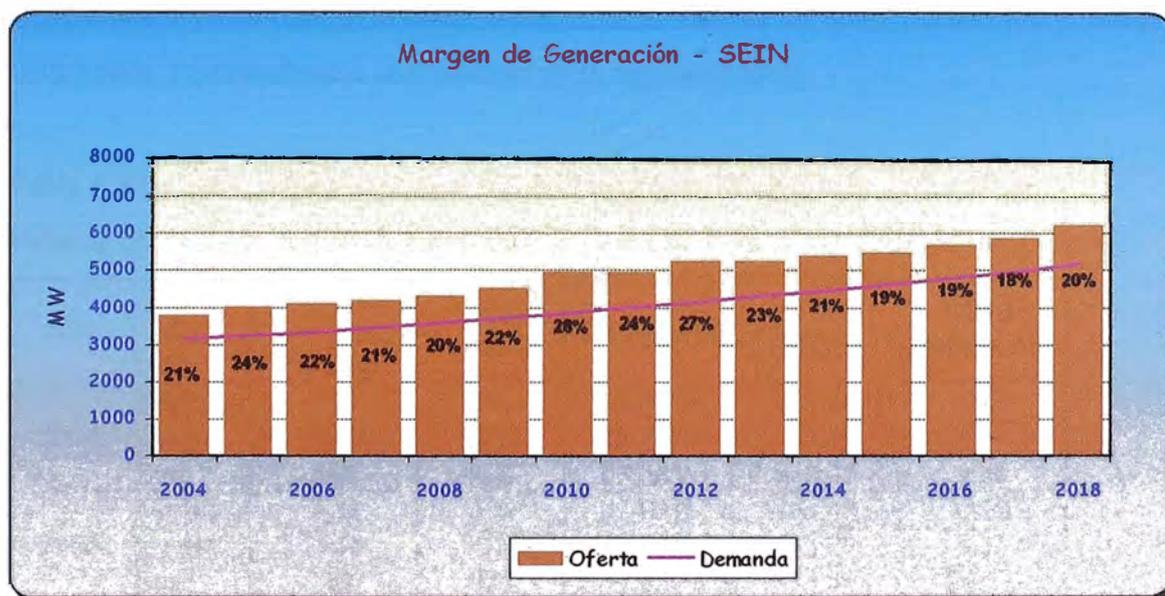
Finalmente, se obtiene el comportamiento de la reserva de generación en el SEIN considerando los efectos de mantenimiento.

Tabla 5.36

Reserva de generación en el SEIN (con mantenimiento)

Año	Máxima Demanda (MW)	Oferta de Generación (MW)	Reserva de Generación (%)
2004	3143	3790	21%
2005	3255	4032	24%
2006	3343	4093	22%
2007	3463	4200	21%
2008	3592	4312	20%
2009	3725	4526	22%
2010	3864	4957	28%
2011	4008	4957	24%
2012	4157	5292	27%
2013	4312	5292	23%
2014	4473	5399	21%
2015	4640	5506	19%
2016	4813	5720	19%
2017	4992	5876	18%
2018	5178	6211	20%

Figura 5.7 Evolución del margen de generación – SEIN



Los resultados mostrados en la tabla 5.36 son superiores a los de la tabla 5.31, esto se debe al incremento por mantenimiento de unidades de generación. Esta diferencia es amplia, ya que para el 2018 se tenía una reserva de 16% pero por efectos de mantenimiento, se incrementa a 20%. Esto significa que los períodos de

mantenimiento programados de unidades de generación es de mucha importancia para evaluar los niveles reales de confiabilidad del SEIN. En el anexo 5 se muestra mayores detalles.

La figura 5.7 muestra un crecimiento uniforme de la oferta respecto de la demanda. El criterio probabilístico utilizado para la evaluación del margen de reserva de generación no produjo concentraciones de reserva de generación en ninguna de las zonas analizadas. Entonces, modelar el SEIN mediante un sistema multizonal como el propuesto, es adecuado y garantiza un mismo nivel de confiabilidad en cada una de las zonas.

5.8 Análisis de sensibilidad.

Se ha realizado un análisis de sensibilidad respecto del costo unitario de falla. El costo unitario de falla puede variar dependiendo de la importancia del suministro continuo de la energía eléctrica. En los países europeos la importancia de la continuidad del servicio eléctrico es muy alta y por lo tanto su costo de falla es muy elevado. Para el caso del SEIN se ha considerado un costo promedio de 6000 US\$/MWh y se ha realizado sensibilidades para valores de 5000 US\$/MWh y 7000 US\$/MWh. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.37

Valores óptimos de Rerserva 2004-2007 – Costa de falla 5000 US\$/MWh

Año	Zona	Máxima Demanda (MW)	Oferta (MW)	Reserva (%)	LOEE (MWh)	LOLE (horas/año)
2004	Norte	395	531	34.43%	196.26	10.63
	Centro	2180	2590	18.81%	437.40	8.10
	Sur	568	928	63.38%	339.45	9.80
2005	Norte	409	540	32.03%	253.48	13.71
	Centro	2258	2673	18.38%	453.29	8.34
	Sur	588	928	57.82%	373.63	10.11
2006	Norte	420	554	31.90%	222.75	12.05
	Centro	2319	2741	18.20%	483.94	8.22
	Sur	604	952	57.62%	359.16	9.80
2007	Norte	435	577	32.64%	153.02	8.44
	Centro	2402	2834	17.99%	580.34	9.39
	Sur	626	981	56.71%	279.18	7.76

Tabla 5.38

Valores óptimos de Reserva 2004-2007 – Costa de falla 7000 US\$/MWh

Año	Zona	Máxima Demanda (MW)	Oferta (MW)	Reserva (%)	LOEE (MWh)	LOLE (horas/año)
2004	Norte	395	537	35.95%	145.19	8.03
	Centro	2180	2590	18.81%	437.40	8.10
	Sur	568	940	65.49%	244.77	7.36
2005	Norte	409	552	34.96%	140.28	7.80
	Centro	2258	2673	18.38%	453.29	8.34
	Sur	588	940	59.86%	275.14	7.73
2006	Norte	420	563	34.05%	142.23	7.90
	Centro	2319	2741	18.20%	483.94	8.22
	Sur	604	958	58.61%	308.20	8.57
2007	Norte	435	577	32.64%	153.02	8.44
	Centro	2402	2844	18.40%	498.98	8.15
	Sur	626	981	56.71%	279.18	7.76

Para un costo unitario de falla de 5000 US\$/MWh, el LOLE promedio alcanza un valor de 9.7 horas/año. Para un costo unitario de falla de 7000 US\$/MWh, el LOLE promedio es de 8.03 horas/año. En la tabla 5.26, para el costo unitario de falla referencial se obtuvo un promedio de 8.22 horas/año. Se aprecia, que el valor del LOLE es mayormente sensible a una disminución del costo unitario de falla frente a una subida del costo unitario de falla.

Luego, determinar un valor unitario de falla es de suma importancia para evaluar el equilibrio entre los niveles de confiabilidad y los costos de inversión en generación. En la sensibilidad realizada, pese a que los tamaños de las unidades de generación no permiten un análisis continuo (es discreto), los resultados señalan el comportamiento de la sensibilidad para variaciones del costo unitario de falla. En el anexo 6 se muestra en mayor detalle los resultados del presente análisis.

5.9 Remuneración de la reserva de generación.

El desarrollo del presente estudio no modifica la metodología para determinar el precio unitario de la reserva de generación. Lo que se está modificando es la distribución de la remuneración para que de esta manera el grupo generador que

contribuye al nivel de confiabilidad de su zona correspondiente perciba remuneración.

Entonces, se muestra un ejercicio de cual sería la proporción de la remuneración total para cada zona analizada. En el cuadro 5.39 se muestra los resultados.

Tabla 5.39 Remuneración de la reserva de generación

Año	Reserva de Generación en el SEIN			Remuneración de la reserva (%)		
	Norte (MW)	Centro (MW)	Sur (MW)	Norte	Centro	Sur
2004	142	410	366	15.5%	44.7%	39.9%
2005	143	415	346	15.8%	45.9%	38.3%
2006	143	422	354	15.6%	45.9%	38.5%
2007	142	442	355	15.1%	47.1%	37.8%
Promedio				15.5%	45.9%	38.6%

El cuadro 5.39 muestra la remuneración por zona. Se muestra la proporción respecto del total de la remuneración (bolsa). Esta distribución, asegura que los generadores que contribuyen a la confiabilidad en su zona respectiva perciban remuneración. Se aprecia que los valores entre 2004 y 2007 son cercanos, esto se debe a que los indicadores de confiabilidad son constantes. Se ha calculado el promedio y para el presente estudio corresponde una remuneración de los generadores de la zona norte un reparto del 15.5% del total, para la zona centro le corresponde un 45.9% y para la zona sur un 38.6%. Se aprecia que la parte remunerativa de la zona sur es comparable al de la zona centro, esto se debe a que los generadores existente en la zona sur son grandes y contribuyen poco al nivel de confiabilidad determinado.

5.10 Inversión en Nuevos Proyectos de Reserva de Generación Descentralizada.

Como se indica en la sección 5.9, el presente trabajo no propone modificar la metodología para determinar el precio unitario de la reserva de generación, que es mantenida bajo los criterios actuales.

Por tanto la rentabilidad de nuevos proyectos de reserva de generación seguirá siendo determinada por esa señal de precios. Sin embargo, existe una diferencia sustancial de aprovechamiento económico entre operar una unidad térmica turbogas en una zona en que hay gas natural, y otra similar instalada en un lugar en que no hay ese recurso, aún en el caso que ambos remuneren de igual manera por el equipamiento.

Esto es, que la unidad que opera a gas natural puede a futuro despachar con relativo bajo costo, en condiciones de falla o mantenimiento de unidades en el sistema, y competir para complementar la generación con comportamiento de despacho irregular como es el caso de las hidroeléctricas, dependientes de la hidrología.

Esta facilidad no la tienen las unidades de respaldo descentralizadas ubicadas en zonas sin gas natural, donde una planta térmica de alto costo no podrá afianzar con despacho a una planta hidráulica y por tanto deberá solo aspirar a percibir remuneraciones por el equipamiento.

Por lo expuesto se recomienda como tema a investigar, al diseñar la estructura de remuneración de precios de potencia, dar un incentivo de un mayor precio para las zonas donde no hay disponibilidad de gas natural, incentivo que podría estar circunscrito solo a los nuevos proyectos de reserva de generación. Este incentivo llevará a, ya sea utilizar tecnologías más eficientes, y de menor costo operativo, para las unidades de respaldo, tales como los grupos generadores con motor recíproco a petróleo residual, o al aprovechamiento de potencial hidroeléctrico de respaldo, con la ampliación de capacidad de regulación horaria donde sea económico, movidos por el mayor precio de potencia de reserva en esa zona.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de concluir los análisis y evaluaciones respectivas del proyecto de tesis, se tienen las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- a) De acuerdo al análisis presentado en 3.7, el modelo uninodal existente para estimar reservas de generación en el SEIN no es adecuado para distribuir la reserva de generación, debido a que no considera las capacidades de las líneas transmisión. Asimismo, este modelo ubica las futuras inversiones de generación en lugares que le es factible obtener un bajo costo variable de producción. Esto permite concentrar la reserva de generación
- b) De la sección 3.7, el criterio determinístico no es suficiente para garantizar una adecuada distribución de la reserva de generación del SEIN debido a que considera los límites de las capacidades de transmisión para asignar reservas de generación. Bajo este criterio, las zonas donde no es factible obtener bajos costos variables, dependen del sistema de transmisión para asegurar una reserva de generación. Sin embargo, el sistema de transmisión es susceptible a fallar y dejar sin reserva de generación a las zonas que dependan de ello.
- c) De la sección 3.6, el mercado existente de generación no garantiza una adecuada distribución de la reserva de generación del SEIN debido a que la metodología remunerativa está orientado hacia los grupos de generación de bajo costo variable. Esta situación, motiva a que grupos de alto costo variable migren hacia los lugares donde le sea factible obtener un bajo costo variable, esto ocasiona una disminución del nivel de confiabilidad de la zona correspondiente.
- d) Del capítulo 4 y 5, el modelo multizonal propuesto garantiza una adecuada distribución de la reserva de generación. Este modelo multizonal considera las limitaciones de capacidad de los enlaces entre zona y las probabilidades

de falla, asimismo la reserva de generación no depende totalmente del sistema de transmisión.

- e) Del capítulo 4,5 y sección 3.8, el criterio probabilístico es adecuado para distribuir el margen de reserva de generación, debido a que considera que los grupos de generación y los enlaces de transmisión pueden fallar. Mediante el criterio probabilístico es posible equilibrar los indicadores de confiabilidad respecto del costo de inversión en reserva de generación. La experiencia internacional orienta al uso del criterio probabilístico en la estimación de la reserva de generación.
- f) De la sección 5.4.3 y 5.7, los márgenes porcentuales de reserva de generación en cada una de las zonas no es el mismo debido a la demanda y a la disponibilidad del enlace de transmisión. Sin embargo, el indicador de confiabilidad (LOLE) es el mismo en cada zona.
- g) De la sección 4.6, para el modelo multizonal propuesto, no es necesario modificar la metodología de cálculo de la remuneración de la reserva de generación, ya que cada una de las zonas tiene condiciones climáticas similares. Sin embargo, se considera necesario modificar la distribución de la remuneración de la reserva de generación, esta distribución debe ser proporcional a la reserva óptima de generación de cada una de las zonas. De esta manera se asegura la remuneración de los grupos de generación de alto costo variable que forman parte de la reserva óptima de su zona.
- h) Se recomienda al MEM tomar en consideración las conclusiones del presente estudio para futuros planes de expansión del SEIN.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Roy Billinton, Ronald N. Allan. *Reliability Evaluation of Power System*. Pitman Advanced Publishing Program, 1984.
- [2] H. Lee Willis, Walter G. Scott. *Distributed Power Generation. Planning and Evaluation*. Marcel Dekker, New York 2000.
- [3] José Fernando Prada, Marija D. Ilic. *Pricing Reliability: A Probabilistic Approach*. Massachusetts Institute of Technology, May 1999.
- [4] OSINERG – Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. *Determinación del MRFO y TIF para el Sistema Interconectado Nacional, Período 2004-2008*. Informe OSINERG-GART/DGT N° 062-2004, 4 de Octubre del 2004.
- [5] Dirección General de Electricidad. *Plan Referencial de electricidad 2003 – 2012*. Ministerio de Energía y Minas, 2003.
- [6] Resolución ministerial No 199-2004-EM/DM *Fijan Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)*. Ministerio de Energía y Minas, 27 de Abril de 2004.
- [7] Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD. *Norma, Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia*. Lima, 16 de Setiembre 2004.
- [8] North American Electric Reliability Council (NERC). *Generating Availability Report*. Electronic GADS Publication, October 2003.
- [9] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, (COES). *Glosario, Procedimientos y estadísticas*, 2004.

- [10] IEEE Recommended Practice for the *Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*. IEEE Std 493-1990, Approved February 27, 1991.
- [11] Decreto Ley N° 25844. *Ley de Concesiones Eléctricas*. Ministerio de Energía y Minas, 2001.
- [12] Decreto Supremo N° 009-93-EM. *Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas*. Ministerio de Energía y Minas, 2002.
- [13] Informe OSINERG-GART/DGT N° 028A-2004. *Estudio para la Fijación de Tarifas en Barra, Período Mayo – Octubre 2004*. OSINERG, 7 de Abril del 2004.
- [14] Angela S. Chuang, Felix Wu. *Capacity Payments and the Pricing of Reliability in Competitive Generation Markets*. Proceedings of the 33rd Hawaii International Conference on System Sciences – 2000
- [15] Arthur D. Little. *Reliability and Distributed Generation*. 2000
- [16] J. Endrenyi, S. Aboresheid, R. N. Allan, G. J. Anders, S. Asgarpoor, R. Billinton, N. Chowdhury, E. N. Dialynas, M. Fipper, R. H. Fletcher, C. Grigg, J. MacCalley, S. Meliopoulos, T. C. Mielnik, P. Nitu, N. Rau, N. D. Reppen, L. Salvaderi, A. Schneider, y Ch. Singh. *The Present Status of Maintenance Strategies and the Impact of Maintenance on Reliability*. IEEE Transactions on Power System, Vol. 16, NO. 4, November, 2001.
- [17] Jesús Juan e Isabel Ortega. *Reliability Analysis for Hydrothermal Generating Systems Including the Effect of Maintenance Scheduling*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 4, November 1997.
- [18] Electricity Commission New Zealand, *Recommended Approach and Rule Changes for Capacity Reserves*. The Marketplace Company, July 2004.

- [19] System Operations Planning and Performance, Australia. *Management of capacity reserves*. National Electricity Market Management Company Limitedes – NEMMCO, September 2003.
- [20] Timothy J. Brennan. *Electricity Capacity Requirements: Who Pays?*. Resources for the Future, August 2003.
- [21] Frank Graves, Lisa Wood, *Economic Cost of the August 14TH 2003 Northeast Power Outage: Preliminary Estimate*. The Brattle Group, August 18, 2003.
- [22] José Alexander Rincón Guerrero. *Confiabilidad en Sistemas de Generación y Transmisión de Energía*. Universidad de los Andes, Bogotá, Enero 2001.
- [23] Eric H. Allen y Marija D. Illic. *Reserve Markets for power Systems Reliability*. IEEE Transactions on Power Systems, VOL.,15 NO 1. February 2000.
- [24] J.W. O’Sullivan y M. J. O’Malley. *A New Methodology for the Provision of Reserve in an Isolated Power System*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No 2, May 1999
- [25] Andrew P. Douglas, Arthur M. Breipohl, Fred N. Lee y Rambabu Adapa. *Risk Due to Load Forecast Uncertainty in Short Term Power System Planning*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 4, November 1998.
- [26] Mohan K. Pandey and Roy Billinton. *Electric power System Reliability Criteria Determination in a Developing Country – An Investigation in Nepal*. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 15, No. 3, September 2000.

- [27] Guangbin Lian and Roy Billinton. *Operating Reserve Risk Assessment in Composite Power Systems*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9 No. 3, August 1994.
- [28] Lennart Söder. *Reserve Margin Planning in a Wind – Hydro – Thermal Power System*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 2, May 1993.
- [29] Hugh Rudnick V., Guillermo Melo H. y Jorge Villar S. *El Impacto de las Fallas Eléctricas en la Industria*. Pontificia Universidad Católica de Chile, 2000.
- [30] CDEC – SIS Dirección de Operación. *Reserva Optima para Control Primario de Frecuencia (CPF) en el Sistema Interconectado Central (SIC)*. Informe DOP N° 01/2005, 31 de Agosto 2005.
- [31] Manisa Pipattanasomporn, Michael Willingham and Saifur Rahman. *Implications of On-Site Distributed Generation for Commercial/Industrial Facilities*. IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 20, No. 1, February 2005.
- [32] B.Bak-Jensen, John Bech, C. G. Bjerregaard y P.R. Jensen. *Models for probabilistic power transmission system reliability calculation*. IEEE Transactions on Power System, Vol, 14, No. 3, August 1999.
- [33] Federal Energy Regulatory Commission, *Ensuring Sufficient Capacity Reserves in Today's Energy Markets: Should We? And How Do We?*. Study Team Discussion Paper, September 26, 2001.
- [34] National Electricity Market Management Company Limited, *Review of Methodology and Assumptions Used in NEMMCO 2003/04 Minimum Reserve Level Assessment*. Kema, 11 January 2005.

- [35] José Ignacio Pérez Arriaga. *Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. Madrid, 30 de Junio del 2005.

ANEXO 1

El anexo 1 se ha incluido en archivos magnéticos debido a su volumen. Los archivos del anexo 1 son los siguientes:

Anexo_1a.xls : Contiene la relación de plantas existentes en el SEIN y también las plantas retiradas.

Anexo 1b.xls : Registro de caudales medios naturales mensuales.

Salida_Super_Olade.txt : Contiene los datos de ingreso y los resultados de la expansión determinística.

Manual_Super_Olade.pdf: Manual del programa Super OLADE para cálculo de expansión de la generación.

Ficha Técnica CH Existentes.xls: Ficha técnica de CH existentes del SEIN

ANEXO 2

El anexo 2 del presente informe ha sido incluido en archivos magnéticos debido a su volumen. Los archivos del anexo 2 son los siguientes:

Anexo 2a.xls : Variación diaria de la demanda en el SEIN 2003 – 2007

Anexo 2b.xls : Variación de la máxima demanda diaria en el SEIN 2003-2018

Anexo 2c.xls : Tabla de duración de la demanda en el SEIN 2003-2007

ANEXO 3

El anexo 3 del presente informe ha sido incluido en archivos magnéticos debido a su volumen. Los archivos del anexo 3 son los siguientes:

Anexo3_1.xls : Potencia efectiva de las unidades del SEIN y sus respectivas tasas de salidas forzadas

Gar2002.exe : Programa que incluye una base de datos del NERC donde se registra las tasas de salida forzada de unidades similares al del SEIN

ANEXO 4

El anexo 4 del presente informe ha sido incluido en archivos magnéticos debido a su volumen. Los archivos del anexo 4 son los siguientes:

- Anexo 4A1.xls** : Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad 2004
- Anexo 4A2.xls** : Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad 2005
- Anexo 4A3.xls** : Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad 2006
- Anexo 4A4.xls** : Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad 2007
- Anexo 4B1.xls** : Calculo del LOLE Zona Centro 2004
- Anexo 4B2.xls** : Calculo del LOLE Zona Norte 2004
- Anexo 4B3.xls** : Calculo del LOLE Zona Sur 2004
- Anexo 4B4.xls** : Calculo del LOLE Zona Centro 2005
- Anexo 4B5.xls** : Calculo del LOLE Zona Norte 2005
- Anexo 4B6.xls** : Calculo del LOLE Zona Sur 2005
- Anexo 4B7.xls** : Calculo del LOLE Zona Centro 2006
- Anexo 4B8.xls** : Calculo del LOLE Zona Norte 2006
- Anexo 4B9.xls** : Calculo del LOLE Zona Sur 2006
- Anexo 4B10.xls** : Calculo del LOLE Zona Centro 2007
- Anexo 4B11.xls** : Calculo del LOLE Zona Norte 2007
- Anexo 4B12.xls** : Calculo del LOLE Zona Sur 2007
- Anexo 4C.xls** : Evaluación LOLE y LOEE 2004-2007
- Anexo 4D1.xls** : Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad equivalente – Zona Centro 2004-2018
- Anexo_4D2.xls** : Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad equivalente – Zona Norte 2004-2018
- Anexo_4D3.xls** : Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad equivalente – Zona Sur 2004-2018
- Programa.Doc**: Programa en Basic de Excel para cálculo del LOLE.

ANEXO 5

El anexo 5 del presente informe ha sido incluido en archivos magnéticos debido a su volumen. Los archivos del anexo 5 son los siguientes:

Anexo 5A1.xls : Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad equivalente – Zona Centro 2004 – 2018, considerando mantenimiento.

Anexo 5A2.xls : Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad equivalente – Zona Norte 2004 – 2018, considerando mantenimiento.

Anexo 5A3.xls : Tabla de probabilidades de pérdida de capacidad equivalente – Zona Sur 2004 – 2018, considerando mantenimiento.

ANEXO 6

El anexo 6 del presente informe ha sido incluido en el siguiente archivo magnético:

Areas.doc: Diagrama del SEIN donde se muestra la zonificación propuesta.

Anexo_6A.xls : Evaluación LOLE y LOEE para costos unitarios de falla de 5000 US\$/MWH y 7000 US\$/MWH. 2004 - 2007