

**PROPUESTA REMUNERATIVA PARA LAS PLANTAS QUE
PRESTAN EL SERVICIO COMPLEMENTARIO DE
RESTABLECIMIENTO DEL SIN**

SANDRA XIMENA CARVAJAL Q.

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA
SEDE MANIZALES
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
MANIZALES**

2006

**PROPUESTA REMUNERATIVA PARA LAS PLANTAS QUE
PRESTAN EL SERVICIO COMPLEMENTARIO DE
RESTABLECIMIENTO DEL SIN**

SANDRA XIMENA CARVAJAL Q.

Tesis para optar al título de Magíster en Ingeniería Eléctrica

Director

JORGE FERNANDO GUTIERREZ

Master en Potencia Eléctrica

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

SEDE MANIZALES

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

MANIZALES

2006

Nota de aceptación

Presidente del jurado

Jurado

Jurado

Manizales, 10 de marzo de 2006

AGRADECIMIENTOS

La autora expresa sus agradecimientos a:

Jorge Fernando Gutiérrez, Master en Potencia Eléctrica y director de la investigación, por su valiosa orientación para el desarrollo de esta tesis de grado.

Jairo Serrano Luna, Master en Potencia Eléctrica y Codirector de la investigación, por su dedicación, disposición y por permitir que su vasta experiencia en el tema del restablecimiento del sistema de potencia en Colombia quedará plasmada en esta tesis.

Sebastián Jaén, Master en Sistemas, por su colaboración en el modelamiento de la propuesta remunerativa utilizando dinámica de sistemas.

Además a todas aquellas personas e instituciones que de una u otra manera colaboraron para sacar adelante este proyecto académico.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	4
1.1 GENERALIDADES	4
1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	6
1.3 AMBIENTE DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	8
1.3.1 Agentes de los servicios complementarios	8
1.4 AMBIENTE COMERCIAL REGULADO	9
1.5 AMBIENTE COMERCIAL DESREGULADO	10
1.6 MARCO GENERAL DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	12
2 MARCO TEÓRICO SOBRE EL RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA DE POTENCIA	13
2.1 GENERALIDADES	13
2.2 PRINCIPALES ELEMENTOS PARA EL RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA DE POTENCIA	14
2.2.1 Plantas "Black Start" o con capacidad de arranque autónomo	14
2.2.2 Plantas sin capacidad de arranque autónomo	16
2.2.3 Guías de restablecimiento	17
2.3 PLANTAS "BLACK START" EXISTENTES EN COLOMBIA	20
2.4 MODELO DE ARRANQUE AUTÓNOMO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS (CHEC)	23

2.4.1	Planta Ínsula	23
3	EXPERIENCIAS INTERNACIONALES	28
3.1	ESTADOS UNIDOS	28
3.1.1	Modelo Californiano	29
3.1.2	Modelo PJM	32
3.2	AUSTRALIA	34
3.2.1	Servicio de "Black Start"	36
3.3	GUATEMALA	39
3.3.1	Servicio de "Black Start"	40
3.4	ARGENTINA	41
3.4.1	Servicio de "Black Start"	42
4	ANÁLISIS SOBRE DIFERENTES PROPUESTAS PARA REMUNERAR A LAS PLANTAS QUE PRESTEN EL SERVICIO DE RESTABLECIMIENTO EN EL SIN	44
4.1	ARQUITECTURA DEL MERCADO ENERGÉTICO	44
4.1.1	Tipo Pool	45
4.1.2	Bolsa de energía	46
4.1.3	Contratos bilaterales	46
4.1.4	Subastas	48
4.1.5	Tarifa por el precio	48
4.2	EFICIENCIA ECONOMICA Y REMUNERACIÓN	49
4.3	BIEN PÚBLICO	51
4.4	ANÁLISIS DE ALGUNOS ESQUEMAS INTERNACIONALES UTILIZADOS PARA LA REMUNERACIÓN DEL SERVICIO COMPLEMENTARIO DE "BLACK START"	53
4.4.1	Lecciones para Colombia del modelo californiano	54
4.4.2	Lecciones para Colombia del modelo PJM	55
4.4.3	Lecciones para Colombia del modelo australiano	56

5. PROPUESTA REMUNERATIVA PARA EL SERVICIO DE “BLACK START” EN EL SIN	58
5.1 ASPECTOS GENERALES	58
5.2 RESTRICCIONES TÉCNICAS	59
5.3 PRUEBAS DE CERTIFICACIÓN	60
5.4 OFERTAS PARA PRESTAR EL SERVICIO DE “BLACK START”	61
5.4.1 Gastos por depreciación de equipos:	62
5.4.2 Gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM):	63
5.4.3 Tasa interna de retorno (TIR):	65
5.4.4 Evaluación de la oferta	65
5.5 DETERMINACIÓN DEL MONTO DEL CONTRATO	66
5.5.1 Energía suministrada en caso de un colapso	67
5.6 PENALIZACIONES	68
5.7 CARGO A LOS USUARIOS	69
6 MODELAMIENTO DE LA REMUNERACIÓN DE LAS PLANTAS “BLACK START “	71
6.1 GENERALIDADES	71
6.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	73
6.3 CONCEPTUALIZACIÓN DEL PROBLEMA	74
6.3.1 Diagrama causal	75
6.3.2 Diagrama causal del modelo remunerativo del servicio complementario de “Black Start”	75
7 CONCLUSIONES	100
BIBLIOGRAFIA	104
ANEXO A	107

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1. Esquema de cambio regulatorio en Colombia	5
Figura 2. Clasificación de los servicios complementarios	7
Figura 3. Esquema del ambiente comercial regulado	10
Figura 4. Esquema del ambiente comercial desregulado	11
Figura 5 Áreas operativas del SIN	20
Figura 6. Ubicación de los mercados desregulados en los Estados Unidos	29
Figura 7. Pagos que reciben los proveedores de servicios complementarios en Australia	36
Figura 8. Evolución del número de contratos en el MEM	52
Figura 9. Características de un bien público	58
Figura 10. Fases en la construcción de un modelo	73
Figura 11. Primer bucle de realimentación negativa	76
Figura 12. Segundo bucle de realimentación negativa	77
Figura 13. Tercer bucle de realimentación negativa	78
Figura 14. Bucle de realimentación positiva	79
Figura 15. Diagrama causal del modelo para la remuneración del servicio complementario de "Black Start"	80
Figura 16. Modelado del tiempo del contrato	83
Figura 17. Primer modelado del monto del contrato	88
Figura 18. Segundo modelado del monto del contrato	89
Figura 19. Modelado del número de agentes "Black Start"	90
Figura 20. Comportamiento del tiempo del contrato tomando como valor inicial un año	92
Figura 21. Comportamiento del tiempo del contrato tomando como valor inicial seis años	92
Figura 22. Comparación del comportamiento de la discrepancia	93

utilizando como valores iniciales del tiempo del contrato uno y seis años	
Figura 23. Comportamiento del monto del contrato	94
Figura 24. Comportamiento del tiempo del contrato tomando como valor inicial cuatro años	94
Figura 25. Comportamiento de la discrepancia sin cambiar los parámetros iniciales	95
Figura 26. Comportamiento del tiempo del contrato para un tiempo de ajuste de dos años	96
Figura 27. Comportamiento de la discrepancia para un tiempo de ajuste de dos años	96
Figura 28. Comportamiento del tiempo del contrato cuando no se tiene en cuenta el aumento en el tiempo del contrato	97
Figura 29. Comportamiento de la discrepancia cuando no se tiene en cuenta el aumento en el tiempo del contrato	98

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla No. 1 Listado de Plantas de Generación en Colombia	22
Tabla No. 2 Equipos necesarios para prestar el servicio de "Black Start"	62
Tabla No. 3 Vida útil de los equipos auxiliares	63
Tabla No. 4 Plantas generadoras Zona Caribe	82
Tabla No. 5 Valores de diseño de la potencia de servicios auxiliares, de acuerdo con el tipo de planta	85
Tabla No. 6 Valores promedio de las plantas diesel	86
Tabla No. 7 Parámetros a tener en cuenta dentro del costo por estar disponible para prestar el servicio de "Black Start"	87

RESUMEN

El crecimiento de los sistemas y las interconexiones tanto nacionales como internacionales brindan los mayores beneficios en cuanto a la seguridad, la confiabilidad y la calidad en el suministro de la energía eléctrica. No, obstante, cuando se presenta colapsos parciales o totales, ya sea por problemas técnicos como lo son las salidas forzadas de unidades de generación, apertura de líneas por operación de protecciones u oscilaciones entre áreas o sistemas, programas inadecuados de mantenimiento y otros eventos asociados a factores externos tales como los ocasionados por la acción de grupos armados ilegales, como las que se han presentado en Colombia en los últimos años, ocasionando problemas que conllevan a inestabilidades del sistema, acciones de sistemas especiales de protecciones como los deslastes automáticos de carga y sobre tensiones por desconexión de grandes bloques de carga induciendo efectos en cascada sobre la red de transmisión que finalmente llevan al desmembramiento de áreas o al colapso total y la salida de las interconexiones internacionales.

A partir de las reglamentaciones en la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica, expedidas por los organismos reguladores alrededor del mundo, la confiabilidad y seguridad se han constituido en metas ha superar por parte de las empresas del sector eléctrico. Aunque en los últimos años las reglamentaciones se encuentran en proceso de maduración, luego de las etapas iniciales de concepción e implantación, los esfuerzos realizados por los agentes no han sido debidamente recompensados, a través de los reconocimientos económicos, por la prestación de servicios que aunque se encuentran señalados en la reglamentación, no existe ninguna obligatoriedad para su ofrecimiento aceptando que existen inversiones y costos que son asumidos por los generadores.

En Colombia, el Centro Nacional de Despacho (CND), ente encargado de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), necesita contar en cada área operativa con un sistema de restablecimiento que le permita reducir las repercusiones negativas que conlleva un apagón fortuito.

Por lo tanto, se debe reglamentar el servicio complementario de arranque autónomo o "Black Start", ligando todos los aspectos involucrados al medio colombiano, organizando toda la

información que se tiene y estructurándola de tal manera que permita prestar el servicio de arranque autónomo bajo unas condiciones técnicas, económicas y comerciales muy claras para todos los agentes involucrados.

El objetivo principal con este trabajo de investigación es plantear una propuesta remunerativa del servicio de arranque autónomo, teniendo en cuenta tanto los aspectos económicos como los aspectos técnicos con el fin de que las plantas con arranque autónomo elegidas por área operativa sean plantas que han estado sometidas a pruebas de verificación para aumentar la confiabilidad de respuesta del SIN en caso de ocurrir un colapso.

Básicamente la propuesta remunerativa esta basada en utilizar como estructura de mercado los contratos bilaterales, los cuales difieren dependiendo de las características propias de cada área operativa.

Debido a que este servicio nunca ha sido implementado en Colombia, no se tiene ningún registro en cuanto al comportamiento de los agentes generadores que poseen plantas con arranque autónomo y por ende es imposible poder cuantificar la aceptabilidad de los aspectos propuestos en este esquema remunerativo, se utilizó la dinámica de sistemas como herramienta, para poder establecer el comportamiento de los agentes generadores frente a la utilización de los contratos bilaterales y además poder determinar el grado de motivación para instalar y mantener los equipos necesarios para prestar el servicio en óptimas condiciones.

El análisis con dinámica de sistema esta compuesto por tres partes principales: Conceptualización formalización y evaluación. La primera, tiene como alcance encontrar un modelo mental donde se refleje el efecto de cada variable sobre el sistema. La segunda variable es cuando ya se utiliza una herramienta computacional donde se pueda simular la tendencia del sistema. Powersim es el nombre del programa utilizado en esta investigación y debido a que se necesitan contar con unos parámetros específicos de cada sistema interconectado se utilizó para este fin el área operativa de la Zona Caribe.

La razón de está decisión se debe a que el área operativa Costa Atlántica esta constituida por plantas de generación térmicas de gran tamaño, por lo tanto cuando ocurre una falla generalmente se provoca una caída de todo o la mayor parte de dicho Sistema, y su recuperación toma un tiempo excesivamente largo. Además, se interconecta con el resto del país con dos líneas de 500kV, las cuales sufren continuamente de ataques terroristas.

Lo más importante de todo este estudio es que si se quiere buscar la consolidación de un sistema eléctrico fuerte y bien estructurado se debe estar preparado para que en el momento en que ocurra una falla, la recuperación sea en el menor tiempo posible. Para ello se debe garantizar unas condiciones aceptables de contratación que hagan atractivo el negocio de prestar el servicio de "Black Start" en el SIN, con el fin de poder asegurar que para un nuevo periodo de contratación tanto los agentes prestadores del servicio como nuevos agentes mantengan su interés en mantener sus equipos auxiliares en óptimas condiciones con el fin de poder presentarse a una nueva convocatoria.

ABSTRACT

The system operator of the Colombian power system (Centro Nacional de Despacho - CND) is in charge of the secure operation of the interconnected system (Sistema Interconectado Nacional - SIN). The SIN is divided into five main sub-areas. Each one of these sub-areas needs black start generation units to provide quick service restoration in case of an outage. The ancillary service of black start is not ruled in Colombia's power market. In this paper a proposal for black start service remuneration is presented. This proposal includes technical and economic criteria such as: generation units start time, reactive power and frequency control, depreciation management and operation costs among others.

The proposal is based on bilateral contracts between generators and the system operator in order to encourage competition among the different agents. The promotion of competition will lead to a better and inexpensive service.

A systems dynamics model was made to observe the agent's behaviour. This model includes: timeframe and value of the contracts, black start availability, number of agents and incentives to new and former agents.

The most critical sub-area in the Colombian electrical power system in terms of black start needs is the Caribbean sub-area. Data from this sub-area were used to simulate the remunerative proposal.

INTRODUCCIÓN

La ineficiencia en los modelos productivos del sector energético y la globalización de las economías, han generado una serie de reformas de tipo comercial y regulatorio del sector eléctrico en el ámbito mundial.

En Colombia, desde principios de los noventa, se determinó que el camino más adecuado para crear un sector eléctrico eficiente era abandonar el modelo centralizado. Como consecuencia, el sector eléctrico se dividió en actividades: generación y comercialización donde se permitió la competencia; transmisión y distribución donde se mantuvo el monopolio y se regularon los ingresos. A las empresas que estaban integradas verticalmente se les hizo separar contablemente sus negocios. Adicionalmente, se crearon reglas para brindar una operación y administración confiables (cargo por capacidad, limitación de suministro, entre otras) [ISA 2005].

Con la descentralización, adicionalmente al suministro de energía, era necesario mejorar los índices de confiabilidad, seguridad y calidad del sistema. De allí, nace la necesidad de establecer una separación entre las funciones primarias, las cuales están asociadas con el suministro de energía y las funciones secundarias las cuales brindan estabilidad, confiabilidad y seguridad al sistema de transmisión, entre las que se encuentran: el control de tensión, la regulación de frecuencia, arranque autónomo o "Black Start", entre otros. Esta división de funciones secundarias dio origen al establecimiento de los servicios complementarios en los sistemas de potencia.

El servicio de "Black Start, en la actualidad está catalogado en el mundo como un servicio complementario necesario para restablecer el sistema de potencia después de un colapso mayor.

Las plantas generadoras "Black Start" o con arranque autónomo, en el momento de un desconexión parcial o total de la red, pueden arrancarse sin el suministro externo de energía eléctrica, por lo que en conjunto con guías de restablecimiento, facilitan un proceso rápido, efectivo y ordenado, reduciendo el impacto en la economía de un país, disminuyendo las molestias en los usuarios por la interrupción del servicio y minimizando la probabilidad de daño a los equipos [Serrano 2002].

Este servicio en Colombia a la fecha no está reglamentado por la CREG, los agentes generadores no reciben ninguna remuneración por prestar el servicio de "Black Start".

El objetivo fundamental del siguiente trabajo de investigación es plantear una propuesta remunerativa que involucre los aspectos técnicos y económicos en relación con la prestación del servicio complementario de "Black Start" o arranque autónomo, orientado a cubrir el vacío que actualmente existe en la legislación sobre los servicios complementarios.

El texto de esta investigación se desarrolló en siete capítulos donde los temas se resumen de la siguiente manera:

En el capítulo uno se presenta una recopilación sobre aspectos teóricos de los servicios complementarios, entre los que se encuentra su clasificación, la comparación entre un ambiente comercial regulado y desregulado.

En el capítulo dos se expone el marco teórico sobre restablecimiento de sistemas de potencia; en él se plantean los conceptos técnicos de los principales elementos que componen el servicio. Adicionalmente, se presenta el listado de las plantas generadoras del SIN, con la respectiva capacidad en MW, ubicación y la distinción de cuales son "Black Start". Igualmente se explica el modelo de autoarranque utilizado en la planta Ínsula.

En el capítulo tres se hace una recopilación bibliográfica sobre el tema, en el ámbito internacional. Se anexa la fórmula tarifaria utilizada para remunerar los agentes que prestan el servicio de arranque autónomo en países como: Estados Unidos, Australia, Guatemala y Argentina.

En el capítulo cuatro se realiza un análisis sobre diferentes propuestas para remunerar las plantas que presten el servicio de restablecimiento en el sistema interconectado colombiano, realizando primero una descripción teórica de las arquitecturas del mercado más utilizadas, para luego determinar las ventajas y desventajas de la implementación de cada modelo internacional en el sistema colombiano.

En el capítulo 5 se presenta la propuesta técnica y económica en relación con las plantas que se postulan para la prestación del servicio de arranque autónomo, definiendo las características y pruebas más importantes que debe ofrecer una planta que va a prestar este servicio.

En el capítulo 6 se desarrolla el modelamiento de la propuesta remunerativa, presentada en el capítulo 5, utilizando dinámica de sistemas y el software Powersim.

Finalmente, en el capítulo 7 se escriben las conclusiones a que llegó el autor después de la elaboración de la presente tesis de grado.

1 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

1.1 GENERALIDADES

Los sistemas de energía eléctrica han sufrido una gran reestructuración, debido a que se cuestionó la eficiencia de los monopolios estatales para la prestación de servicios públicos, además actualmente se hace fundamental contar con una alta confiabilidad y seguridad, debido a que cualquier falla debe ser considerada como un daño potencial para la economía del país, la calidad de vida y la seguridad nacional.

Como consecuencia de lo anterior, surge la necesidad, de la separación comercial de la función primaria, la cual solo involucra el suministro de energía, y las funciones secundarias, las cuales garantizan que ese suministro sea continuo, seguro y con unos parámetros establecidos de calidad.

La discriminación de las funciones secundarias lleva entonces, al estudio de los servicios complementarios, esto es, de los productos requeridos para llevar a cabo la función principal de suministrar energía, manteniendo la correcta operación del sistema interconectado.

Estas funciones secundarias son desempeñadas por los diferentes agentes del sistema de potencia. El tratamiento dado a estas funciones secundarias está variando en los últimos años, como consecuencia de los numerosos y trascendentes cambios en los modelos regulatorios del sector eléctrico a nivel mundial.

Estos cambios se pueden resumir en el paso de una regulación "tradicional" a una regulación de "libre competencia". En el caso colombiano tal transición se resume en la Figura 1 [Rueda & Zafra 1998].

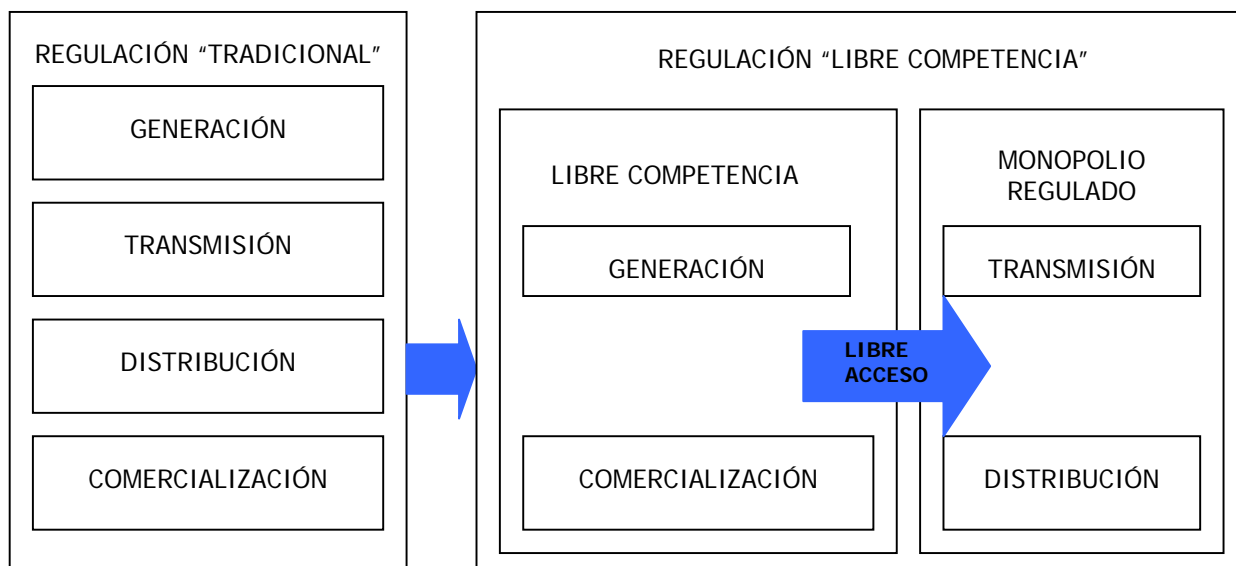


Figura 1 Esquema de cambio regulatorio en Colombia

En la regulación tradicional, las funciones secundarias aparecían como una mezcla de conceptos puramente técnicos, que eran gestionados en función de acuerdos, procedimientos, obligaciones o protocolos con un gran factor espontáneo e incommensurable. Las mismas empresas que requerían estas funciones, las producían, e incluían todos los posibles costos de la tarifa genérica de la función primaria (venta de energía) [Prada 2000].

La separación de actividades reguladas y no reguladas en el esquema de "libre competencia", conlleva a la definición de los servicios complementarios. El factor espontáneo desaparece, ya que no siempre la empresa productora será la consumidora.

Surge entonces la necesidad de identificar los costos asociados a la ejecución de cada función secundaria, de determinar los proveedores y los usuarios, y de cuantificar en que medida se ha requerido.

Para asegurar la prestación de las funciones primarias y secundarias, en el corto y largo plazo, se requiere el planteamiento de alternativas de remuneración que incentiven a los diferentes agentes del mercado a invertir y tomar las decisiones operativas pertinentes.

La determinación de los servicios complementarios necesarios en cada sistema eléctrico se toma teniendo en cuenta las necesidades de cada sistema, evaluando los siguientes aspectos:

- Método de coordinación del sistema.
- Estructura de producción.
- Modelo regulatorio.
- Criterios operativos aplicados.
- Sistema de medición y control [Adibi 2004].

En los últimos años, varias organizaciones, incluyendo *la Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), *North American Electric Reliability Council* (NERC) y *Oak Ridge National Laboratory* (ORNL), han desarrollado listas y definiciones de estos servicios, por lo tanto el número de servicios complementarios identificados por varios sectores de la industria varía de seis a cuarenta.

La FERC en el año 1997 redactó un documento llamado la Orden 888, en este documento se determinó cuales son los servicios complementarios indispensables para el buen funcionamiento del sistema, dichos servicios complementarios son:

- Control del sistema.
- Control de tensión.
- Regulación y control de frecuencia.
- Balance de energía.
- Reserva de operación en giro.
- Reserva suplementaria de operación [Adibi 2004].

1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Los servicios complementarios pueden clasificarse de dos formas:

- Servicios comunales o individuales

Los conceptos de servicios comunales e individuales se han desarrollado con el fin de manejar de forma satisfactoria los cuatro objetivos de confiabilidad enumerados a continuación:

1. Balance continuo de generación y demanda.
2. Seguridad del sistema de transmisión.
3. Restablecimiento del sistema.
4. Control del sistema [IOS WG].

Esta clasificación es netamente comercial y se diferencian en que los servicios comunales son los que benefician a todos los usuarios de la transmisión; por lo tanto deben ser coordinados y controlados por la autoridad operativa, teniendo en cuenta que cada decisión puede afectar a otros clientes del sistema, y para cambios trascendentales se le debe informar a todos los usuarios, en cambio, los servicios complementarios individuales son aquellos que soportan necesidades específicas de un consumidor por lo que solo son coordinados por la autoridad operativa, en la Figura 2 se ilustra esta clasificación [IOS WG].

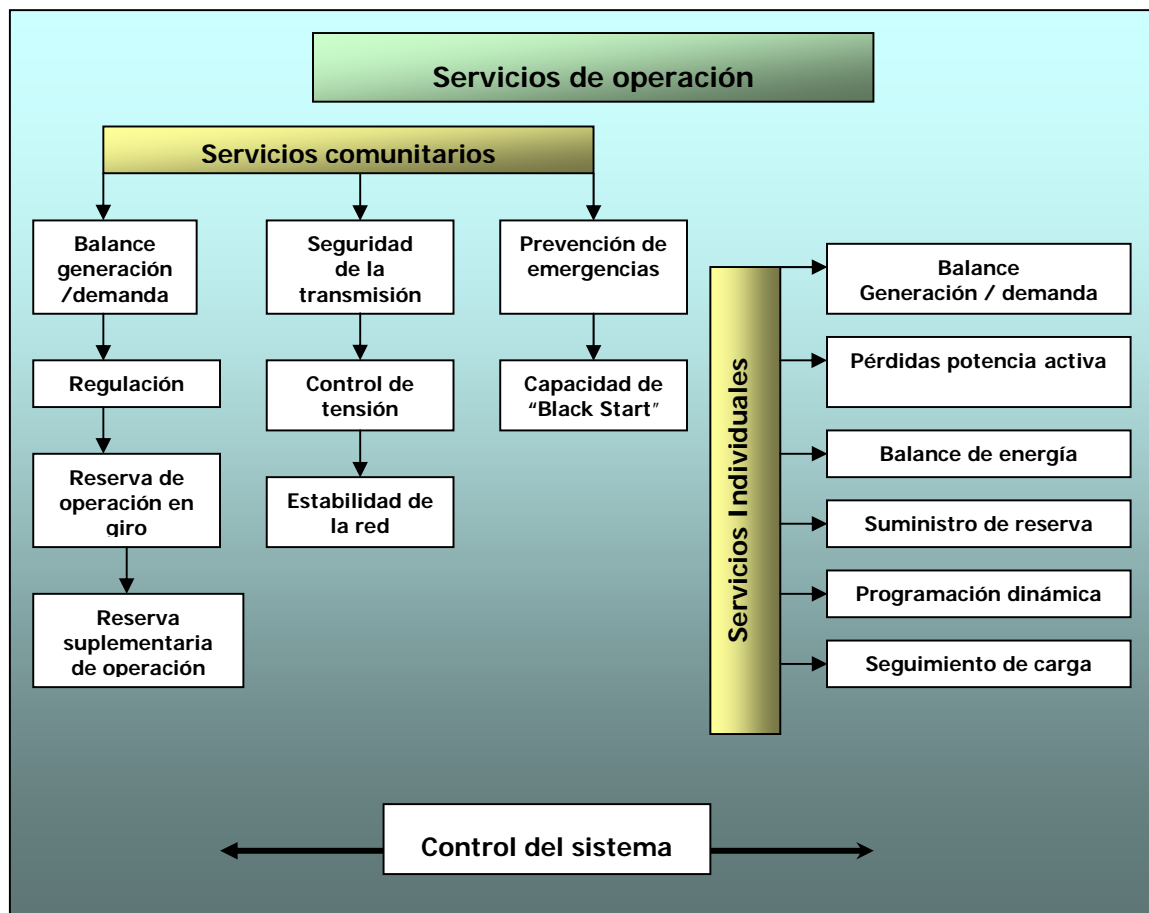


Figura 2 Clasificación de los servicios complementarios [IOS WG1998]

1.3 AMBIENTE DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Los servicios complementarios operan en dos ambientes, el físico y el comercial; en el ambiente físico los servicios complementarios son producidos y consumidos; en cambio en el ambiente comercial son comprados y vendidos. Esta diferenciación se debe a la utilización de esquemas comerciales desregulados, donde el proveedor no siempre es el vendedor, ni el consumidor el comprador [IOS WG].

1.3.1 Agentes de los servicios complementarios

Son aquellos que intervienen en el ambiente de los servicios complementarios, entre ellos se encuentran: la autoridad operativa, los centros de control regional, los proveedores y consumidores, los compradores y vendedores, el proveedor de la transmisión y los consumidores agregados.

- Comprador de servicios complementarios

Es una entidad que compra las capacidades físicas requeridas para suministrar servicios complementarios. Un comprador puede ser, un comercializador, un área de control o la autoridad operativa. Dentro del mercado de los servicios complementarios un comprador deberá:

- Comprar servicios complementarios de acuerdo con los procedimientos y reglas del mercado.
- Coordinar si es necesario las reservaciones de transmisión para recibir los servicios complementarios.
- Identificar los consumidores de los servicios complementarios para asegurar una operación apropiada.

- Vendedor de servicios complementarios

Es una entidad que vende servicios complementarios, los cuales pueden ser obtenidos de los directos dueños de los recursos físicos (proveedor), o por medio de acuerdos contractuales. Un vendedor puede ser el mismo proveedor, un comercializador, o un área de control.

- Proveedor de servicios complementarios

Un proveedor es la fuente física de los servicios complementarios. Puede ser proveedores, principalmente los generadores y el proveedor de la transmisión. Los proveedores deben:

- Suplir los servicios complementarios de acuerdo con los requisitos establecidos por la autoridad operativa, y los compromisos comerciales adquiridos.
- Someterse a controles que demuestren sus capacidades físicas y auditorías del funcionamiento establecidos por la autoridad operativa.

- Consumidor de servicios complementarios

Es el usuario final de los servicios complementarios. En consumidores de servicios complementarios se incluyen los proveedores de la transmisión, clientes de la transmisión, cualquier otra entidad que use los servicios complementarios y que estén conectados o interconectados al sistema de potencia. Los consumidores pueden autoabastecerse bajo coordinación y aprobación de la autoridad operativa.

- Autoridad operativa

La autoridad operativa actúa como un puente entre el mercado de los servicios complementarios y el entorno físico. Esta entidad es la encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado de potencia. Usa la información recibida, programa los recursos para los servicios complementarios y coordina las acciones e instrucciones de control entre el sistema de transmisión, los proveedores y consumidores, siempre opera en bien de los usuarios de la transmisión.

- Centro de control regional

Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en las regiones que conforman las áreas de control. Tiene como función coordinar la operación y maniobra de las instalaciones en subordinación a las instrucciones impartidas por la autoridad operativa. Las áreas de control están obligadas a abastecerse de suficientes servicios complementarios para cumplir con los criterios operativos del sistema al que pertenecen.

1.4 AMBIENTE COMERCIAL REGULADO

Es propio del sistema que presentan procesos de transformación regulatoria, en donde los servicios complementarios no están totalmente definidos ni discriminados, su estructura básica se muestra en la Figura 3. En este ambiente no existe el juego libre de la oferta y la demanda, por lo tanto, los agentes vendedores y compradores desaparecen.

Para este esquema se propone una remuneración de los servicios con base en una estructura de costos desarrollada por la autoridad operativa; a su vez, la autoridad operativa es responsable de seleccionar suficientes servicios complementarios para cumplir con los criterios operativos de calidad, confiabilidad y seguridad del sistema, y los proveedores son seleccionados de acuerdo con un orden de mérito, establecido en base al cumplimiento de requisitos técnicos [Rueda & Zafra1998].

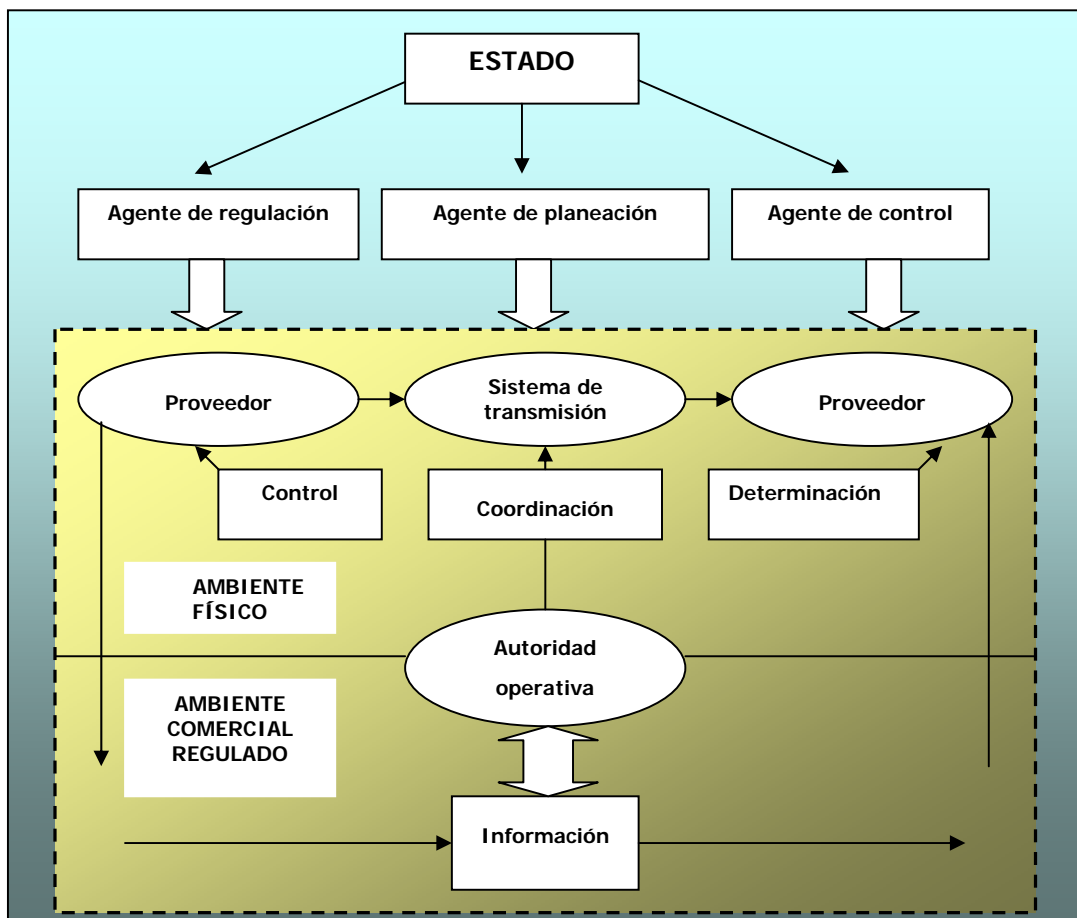


Figura 3 Esquema del ambiente comercial regulado [IOS WG1998]

1.5 AMBIENTE COMERCIAL DESREGULADO

La adecuación temporal de los servicios complementarios al estado de regulación económica en cada sistema obliga desde sus inicios que los servicios sean regulados.

Los mercados por un lado, y las obligaciones por otro ligadas a los servicios complementarios deben evolucionar a medida que se perfeccionen los modelos regulatorios de los sistemas, que

los agentes adquieran experiencia en los mecanismos de libre competencia, y se desarrollen las técnicas de análisis cuantitativo.

Un ambiente comercial desregulado de servicios complementarios es aplicable a sistemas donde los servicios se encuentren plenamente identificados y desarrollados.

En este ambiente comercial, se introducen los comercializadores (vendedores y compradores), quienes operan en un esquema de libre competencia. Su estructura básica se muestra en la Figura 4 [IOS WG1998].

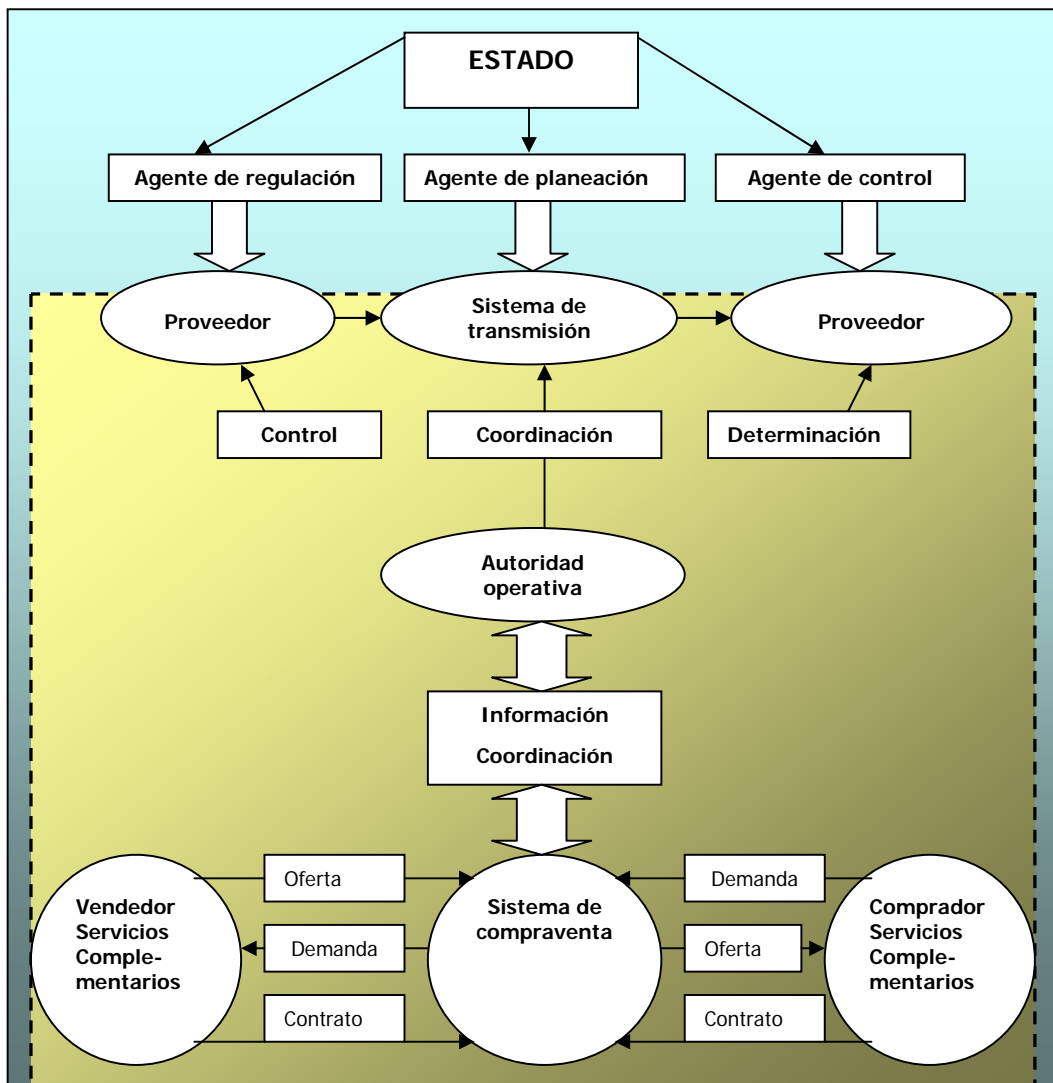


Figura 4 Esquema del ambiente comercial desregulado [IOS WG1998]

1.6 MARCO GENERAL DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Existen tres escenarios comerciales para que los consumidores puedan obtener los servicios complementarios:

- Bolsa de servicios complementarios: En este sistema, vendedores y compradores efectúan transacciones de servicios complementarios hora a hora, adicionalmente a los contratos bilaterales y el autoabastecimiento, por cantidades y precios determinados por el juego libre de oferta y demanda de acuerdo a los procedimientos definidos en el reglamento de operación. Los consumidores acuerdan con la autoridad operativa la compra de determinados servicios complementarios.
- Contrato bilateral: Acuerdos voluntarios que garantizan el suministro de servicios complementarios a largo plazo a los precios acordados libremente entre las partes. La autoridad operativa juega el papel de coordinador para asegurar el cumplimiento de los requisitos operativos de los servicios complementarios.
- Autoabastecimiento: Un consumidor puede autoabastecerse de los servicios complementarios a los que está obligado, a través de sus propios recursos actuando como un proveedor. La autoridad operativa actúa nuevamente como coordinador asegurando el cumplimiento de los requisitos operativos de los servicios. No ocurren transacciones financieras con otros agentes.

2 MARCO TEÓRICO SOBRE EL RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA DE POTENCIA

El objetivo básico de un sistema de potencia es suministrar energía a todos sus consumidores demandantes, cumpliendo los parámetros de calidad exigidos, en condiciones que satisfagan sus necesidades de consumo. El sistema de potencia es un conjunto dinámicamente estable la mayor parte del tiempo, sin embargo se encuentra expuesto a condiciones anormales tales como apagones parciales o totales, desmembramientos o formaciones de islas, como consecuencia de desconexiones por salidas forzadas de plantas de generación, salidas de líneas de transmisión o desconexión de grandes bloques de carga [Serrano 2000].

A continuación se presentan algunas generalidades, el proceso de restablecimiento, los requisitos generales para la prestación del servicio de arranque autónomo o "Black Start", además de los criterios técnicos y pruebas que deben cumplir las plantas que aspiran a estar incluidas dentro de un plan de restablecimiento.

En este capítulo se muestra un listado con las plantas generadoras en Colombia que poseen la capacidad de arranque autónomo y por último se describe el proceso de restablecimiento de la planta hidroeléctrica Ínsula, la cual está localizada en el departamento de Caldas y hace parte de las plantas con arranque autónomo de la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC).

2.1 GENERALIDADES

En un proceso de restablecimiento del sistema de potencia forma parte uno o varios bloques constructivos, cada uno contiene una configuración mínima de un sistema autónomo y totalmente estable. Un bloque constructivo de restablecimiento está formado por una planta de generación con arranque autónomo o "Black Start", una planta de generación sin capacidad de arranque autónomo, la red de interconexión necesaria para unirlos, bloques de carga, y equipo necesario para el control de frecuencia y tensión. Las acciones de restablecimiento deben tener en cuenta la siguiente secuencia:

- Arranque de las unidades con capacidad de arranque autónomo
- Suministro de energía a las unidades sin capacidad de arranque autónomo.
- Operación de seccionadores e interruptores de la red.
- Conexión y desconexión de cargas.

2.2 PRINCIPALES ELEMENTOS PARA EL RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA DE POTENCIA

La función principal del sistema de restablecimiento es restituir el sistema de potencia, puesto que el suministrar servicio de energía eléctrica a los clientes es secundario. La importancia de esta distinción es que el sistema de restablecimiento no comienza restaurando el servicio de energía eléctrica a los clientes siguiendo una lista en orden, en lugar de ello, el restablecimiento se diseña para retornar lo más rápido posible los servicios de generación y transmisión. Las cargas en el proceso inicial son utilizadas solamente para mantener la estabilidad de generación.

El sistema de restablecimiento requiere cuatro recursos principales: [Kirby & Hirst 1999]

- Unidades de generación “Black Start” o con arranque autónomo: Son plantas cuyas unidades pueden que pueden arrancar por si solas sin una fuente externa y pueden energizar las línea de transmisión, restablecer otras unidades generadoras y por último restablecer el servicio al cliente.
- Unidades generadoras sin capacidad de arranque autónomo: Son plantas que pueden retornar el servicio después de que se ha despejado la falla del sistema, y pueden luego participar en futuros esfuerzos de restablecimiento.
- Equipos de control y comunicaciones del sistema de transmisión, y el personal de campo para reestructurar el sistema después de un corte muy extenso y,
- Guía de restablecimiento donde se indica el procedimiento a seguir con el fin de que las acciones permitan que la falla dure lo menos posible.

2.2.1 Plantas “Black Start” o con capacidad de arranque autónomo

La plantas “Black Start” o con capacidad de arranque autónomo son plantas cuyas unidades pueden arrancarse rápidamente sin suministro externo de energía eléctrica, esto es, con un equipo que inicie el movimiento (primotor) y con un sistema de alimentación de la excitación independiente de la red (autoexcitado). En esta clasificación están las plantas hidráulicas y térmicas a gas. Esta habilidad radica en que no poseen restricciones termodinámicas en el arranque y están dotadas con sistemas que alimentan sus equipos auxiliares.

Las plantas “Black Start” térmicas a gas (ciclo abierto) son generalmente de baja capacidad de generación (MW) y altos costos de operación, en comparación con grandes plantas hidráulicas

y térmicas a vapor. Por ello, principalmente se utilizan para el respaldo del sistema en los picos de demanda, y para emergencias como colapsos [Adibi 1994].

2.2.1.1 Sistemas de arranque autónomo [Kirby & Hirst 2000].

La función principal de estos sistemas es la de proporcionar energía eléctrica a los equipos auxiliares de la planta cuando no se tiene alimentación, ya sea desde la red externa o desde las unidades generadoras de la planta. Los sistemas de arranque autónomo también son utilizados para aumentar la potencia de salida del generador (MW) en picos de demanda.

Este sistema debe estar provisto de equipos de medida tales como: voltímetros, amperímetros, frecuencímetros, fasímetros, contadores de energía y horas de servicio.

En cuanto al sistema de protección y maniobra se incluyen: réles térmicos, réles de sobreintensidad, réles de frecuencia, disyuntores de desconexión rápida y seccionadores.

En los sistemas de arranque autónomo se utilizan tres modos de operación: automático, ensayo de funcionamiento, carga y alimentación por la red.

- Automático: la orden de inicio es dada manualmente, pero las operaciones de arranque, sincronización, tomas de carga, entre otras, son realizadas automáticamente de acuerdo con un programa establecido por los operadores de las plantas "Black Start".
- Ensayo de funcionamiento: en este modo, se hace arrancar el grupo, pero no se produce la conmutación red/ generación de emergencia, de forma que el grupo permanece sin carga. Se utiliza para verificar el automatismo del arranque y el propio arranque, así como la tensión y frecuencia en vacío. En caso de falla en la red, las cargas de emergencia quedan inmediatamente conmutadas sobre el sistema de arranque autónomo.
- Carga: este modo se utiliza cuando se procede a un largo ensayo de funcionamiento, conmutando las cargas de emergencia cuando se ha alcanzado la velocidad de régimen, evitando la marcha en vacío que resulta perjudicial para los motores diesel.

La duración del servicio efectivo de un grupo electrógeno en una instalación de arranque autónomo, es normalmente breve, con relación al tiempo que no está en funcionamiento. Sin embargo, la instalación debe estar siempre en disposición de funcionar inmediatamente, aún en plena carga.

Para evitar la corrosión del motor y verificar el conjunto de la instalación, el grupo debe ponerse en servicio, por lo menos una vez al mes. Por consiguiente, el mantenimiento de las instalaciones

eléctricas de emergencia comprende principalmente, la ejecución regular de las puestas en modo de carga.

2.2.1.2 Unidades generadoras [Adibi 1994]

Las unidades generadoras propias de las plantas con capacidad de arranque autónomo, son accionadas por primo-motores tales como turbinas a gas o turbinas hidráulicas.

Las características que permiten el uso de estos primo-motores en un proceso de restablecimiento son:

- Arranque inmediato y toma de carga máxima entre 15 y 30 minutos.
- Requieren mínimas operaciones de maniobra.
- Alcanzan estabilización entre el 5% y 10 % hasta el 100 % de su potencia nominal.
- Rápida respuesta a cambios súbitos de carga.
- Amplia capacidad de toma de carga (MW/minuto).

2.2.2 Plantas sin capacidad de arranque autónomo [Kafka 1999]

Estas plantas generalmente son grandes estaciones hidráulicas y plantas de generación térmica a vapor. Las estaciones hidráulicas no tienen restricciones termodinámicas, pero debido a su amplia capacidad instalada requieren considerables operaciones de maniobra que demoran su arranque y un gran consumo de potencia para alimentar sus equipos auxiliares.

Por su parte las plantas térmicas a vapor tienen periodos de re arranque en caliente de 30 a 70 minutos, después de los cuales es necesario enfriar la planta por dos o tres horas para arrancarla de forma segura. Esto se debe a la compleja termodinámica que manejan y/o a las grandes cantidades de potencia que generan.

Estas plantas se caracterizan por su incapacidad de alimentar sus equipos auxiliares, no poseen sistemas de arranque autónomo, por lo que la alimentación de sus equipos auxiliares es tomada de la salida de las unidades generadoras o de la red externa.

Durante un colapso, estas unidades han tenido que ser desconectadas y apagadas para evitar daños térmicos y mecánicos, por lo que su arranque depende de la energización de sus equipos auxiliares desde la red externa, es decir desde la planta "Black Start" [Kafka 1999].

2.2.3 Guías de restablecimiento

Para que el restablecimiento del sistema sea efectivo, debe existir desde el principio un plan de restablecimiento, ejercicios de entrenamiento, y exámenes de verificaciones o simulaciones donde muestre que el plan es efectivo, además como las condiciones exactas de la falla del sistema pueden ser diferentes en cada colapso, el plan debe ser flexible. El operador del sistema debe conocer datos del sistema adicionales tales como la corriente de carga para cada línea de transmisión, además de conocer la capacidad de cada subestación y las cargas que alimenta, entre otras.

Estos datos le servirán en un momento dado al operador para saber que maniobras puede realizar dependiendo del lugar exacto en donde ocurrió el colapso, para no cometer un error y empeorar la situación del sistema.

Un procedimiento general para restablecer un sistema de potencia se cita a continuación:

1. El operador del sistema determina la naturaleza, causa y extensión del colapso para saber si amerita utilizar un plan de restablecimiento.
2. El operador del sistema se comunica con los organismos encargados en cada empresa de energía, empresas cercanas y con el consejo regional de confiabilidad (en caso de que exista).
3. Las cargas son desconectadas y el sistema de transmisión es particionado directamente por el centro de control o por el operador del sistema utilizando el personal de campo para optimizar las operaciones.
4. El operador del sistema dirige el arranque de uno o múltiples generadores "Black Start".
5. Una a una estas unidades de generación van arrancando por si solas, en este momento el operador del sistema comienza el proceso complejo de reenergizar una porción del sistema de transmisión y proporciona potencia a otras unidades generadoras.
6. Tan pronto como es posible las plantas generadoras sin capacidad de arranque autónomo retornan al servicio para poder contribuir al restablecimiento del resto del sistema de potencia.

7. El operador del sistema dirige la reconexión de las cargas, las cuales sirven en un comienzo para mantener la estabilidad de la generación adicional y poder restablecerse las operaciones normales.
8. Debido a que cada isla o porción del sistema tiene un balance entre la generación y el crecimiento de las cargas, entonces el operador del sistema coordina la resincronización del sistema, la cual consiste en que no exista ningún problema como el desbalance de potencia activa y por ende problemas en la frecuencia, o un desbalance de potencia reactiva que afecta la tensión, cuando se empiezan a unir las islas.
9. El servicio es restablecido por completo, incluyendo las cargas de todos los clientes.

Al realizar este procedimiento se debe proteger en cada paso al personal y el equipo, manteniendo tensiones y frecuencias cercanas a los valores de referencia.

La reenergización de la red es un problema complicado, debido a que los generadores tienen unos límites máximos y mínimos de carga (MW) y unas rampas de subida y bajada máximas (MW/minuto). Como los primeros generadores llegan a estar fuera de servicio, el operador del sistema debe proporcionar suficiente carga para mantener las unidades cerca de los límites mínimos de carga, pero sin exceder sus capacidades de generación, límites de rampa, o capacidad de control de tensión. Es difícil mantener el balance de generación y de carga cuando ambos cambian rápidamente a lo largo de la configuración del sistema.

La selección de los generadores "Black Start" depende un poco de su localización. Las unidades "Black Start" deben tener la suficiente capacidad de potencia activa y de rampa de carga para proporcionar la potencia requerida por las otras unidades. El operador del sistema determina cuantas unidades con capacidad de arranque autónomo debe haber dentro del área de control, y cuantas utilizar en el momento de un apagón.

Las simulaciones y evaluaciones al plan de restablecimiento y a las unidades son necesarias por tres razones. Primero, con esto se asegura que el equipo es el apropiado y que se encuentra en magnificas condiciones para realizar la tarea requerida. Segundo, el entrenamiento para el personal es especialmente importante porque muchos errores que se cometen en los procedimientos de restablecimiento que terminan por empeorar el problema y dañar muchos equipos provienen de errores humanos. Tercero, se verifica la efectividad del plan de restablecimiento.

Luego de realizar las simulaciones y evaluaciones, se pueden analizar los resultados y con ellos poder concluir que se puede mejorar en instalaciones, equipos, comunicaciones, entrenamientos del personal o en el mismo plan [Kirby & Hirst 1999].

La elaboración de las guías debe pasar por un proceso de selección de cada una de las áreas en las que se divide el sistema para el desarrollo del plan general de restablecimiento. Se deben establecer las necesidades particulares de cada una de las zonas, contar con la experiencia de los operadores regionales y recopilar la información de las características técnicas de las plantas "Black Start", tales como: tiempo de respuesta, tiempo de toma de carga, disponibilidad, entre otros.

En el caso colombiano el Centro Nacional de Despacho (CND), ha dividido el Sistema Interconectado Nacional (SIN), en cinco áreas operativas, las cuales coinciden con las áreas requeridas para los estudios de análisis eléctrico que se realizan en el CND.

También es de gran importancia recopilar información sobre los sistemas de comunicación que existen entre los agentes generadores, los transportadores, los distribuidores, los Centros Regionales de Despacho (CRD) y el CND.

Finalizadas las guías, es fundamental el proceso de capacitación y divulgación de las mismas para que los operadores de las plantas generadoras, el personal de las empresas distribuidoras y el CND tengan claro el proceso a adelantar en caso de un apagón.

En la Figura 5 se muestran las áreas y sub_áreas operativas que conforman el sistema interconectado colombiano.

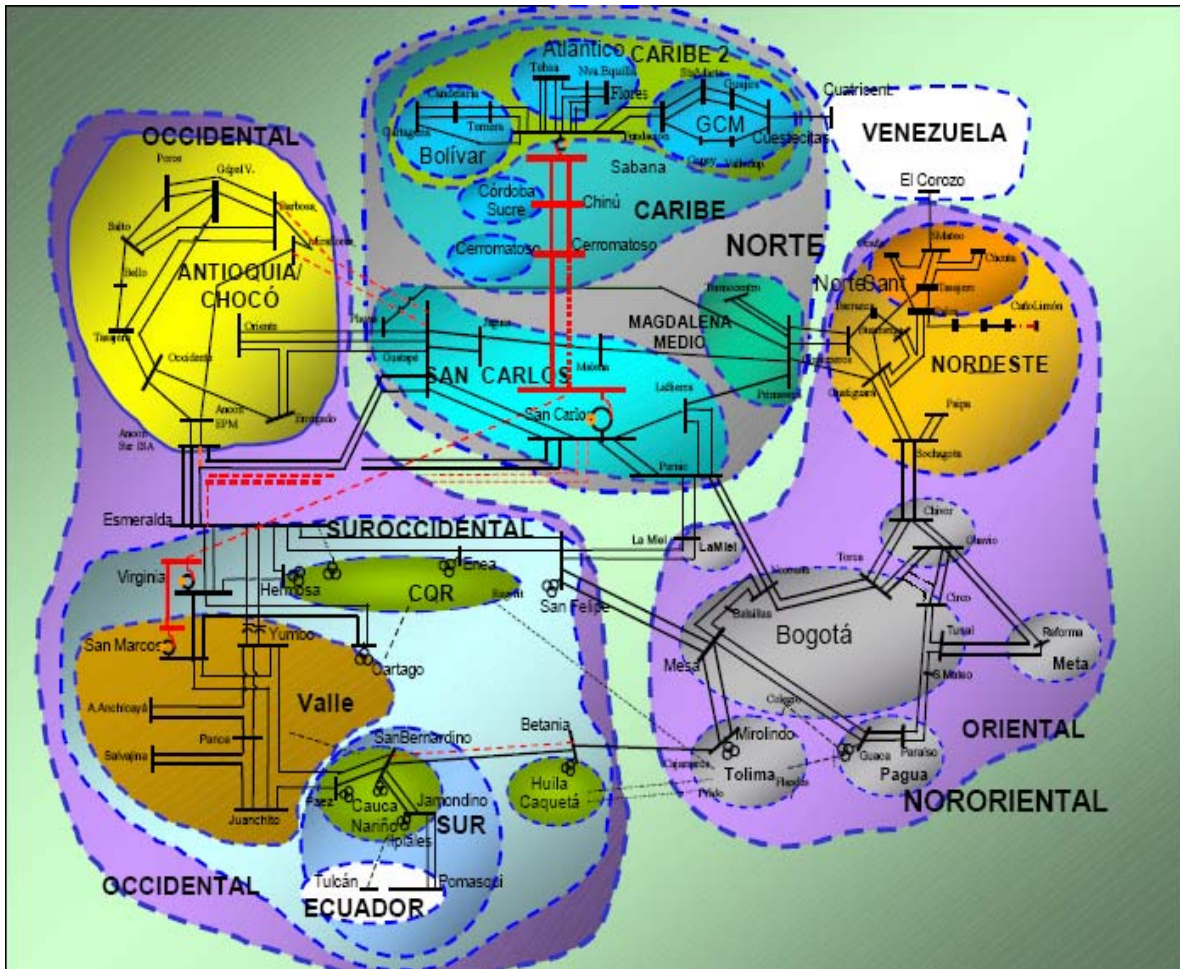


Figura 5 Áreas operativas del SIN [ISA 2004]

2.3 PLANTAS “BLACK START” EXISTENTES EN COLOMBIA

En la Tabla 1 se presenta un listado de las plantas de generación colombianas, donde se muestra además, capacidades MW, ubicación geográfica y si poseen o no la capacidad de arranque autónomo. Partiendo de este listado general, el CND llegó a la división por zonas de nuestro país, definidas de la siguiente manera:

- ZONA CARIBE
- ZONA MAGDALENA-NORDESTE
- ZONA ORIENTAL
- ZONA ANTIOQUIA-CHOCÓ

- ZONA SUROCCIDENTAL

Esta información es entregada por las empresas de generación de energía eléctrica, según esta lista en Colombia existen en total 29 plantas con autoarranque, sin embargo hasta que no se formalice la prestación del servicio, implementando aspectos técnicos y comerciales, el operador del sistema, no tendrá la plena seguridad de cuanta capacidad en "Black Start" y cual es su ubicación real en caso de que ocurra un evento que conlleve a la utilización de plantas con arranque autónomo.

Existen diferentes tipos de generación auxiliar de emergencia que se utilizan como arranque autónomo en el mundo, y estos son:

- Máquinas diesel de velocidad media.
- Pequeñas turbinas de gas de ciclo abierto.
- Generadores auxiliares dotados con PMG (imanes permanentes)
- Pequeñas centrales hidroeléctricas que se pueden asociar con plantas grandes por su cercanía [Rodríguez 2004].

La planta hidroeléctrica Ínsula pertenece al último tipo de generación auxiliar, puesto que se encuentra muy cerca de las plantas hidroeléctricas Esmeralda y San Francisco, con una capacidad de generación de 30 MW y 135 MW respectivamente, mientras la planta Ínsula sólo tiene una capacidad de generación de 18 MW.

La CHEC cataloga como plantas "Black Start" a las tres, sin embargo la única que cuenta con los equipos necesarios para poder arrancar sin el suministro de una fuente exterior, es decir la única que cumple con la definición de planta con arranque autónomo o "Black Start" es la planta Ínsula.

A continuación se realiza una descripción de los aspectos técnicos y de autoarranque de la planta Ínsula.

Tabla 1. Listado de Plantas de en Colombia [ISA 2004]

NOMBRE PLANTA	CAP MW	ZONA	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	BLACK START
ALTO ANCHICAYA	365	SUROCCIDENTAL	BUENAVENTURA	VALLE	S
BAJO ANCHICAYA	74	SUROCCIDENTAL	BUENAVENTURA	VALLE	S
BARRANQUILLA	127	CARIBE	SOLEDA	ATLANTICO	N
BETANIA	540	SUROCCIDENTAL	YAGUARA	HUILA	S
CALIMA	132	SUROCCIDENTAL	CALIMA (DARIEN)	VALLE	S
CARTAGENA	176	CARIBE	CARTAGENA	BOLIVAR	N
CHIVOR	1000	ORIENTAL	SANTA MARIA	BOYACA	S
COLEGIO	100	ORIENTAL	LA MESA	CUNDINAMARCA	N
ESMERALDA	30	SUROCCIDENTAL	CHINCHINA	CALDAS	S
FLORES I	150	CARIBE	BARRANQUILLA	ATLANTICO	N
FLORES II- III	249	CARIBE	BARRANQUILLA	ATLANTICO	S
FLORIDA	26	SUROCCIDENTAL	POPAYAN	CAUCA	S
GUADALUPE III	270	ANTIOQUIA-CHOCO	GOMEZ PLATA	ANTIOQUIA	S
GUADALUPE IV	225	ANTIOQUIA-CHOCO	ALEJANDRIA	ANTIOQUIA	S
GUAJIRA	302	CARIBE	RIOHACHA	GUAJIRA	N
GUATAPE	560	ANTIOQUIA-CHOCO	GUATAPE	ANTIOQUIA	S
GUAVIO	1150	ORIENTAL	UBALA	CUNDINAMARCA	S
INSULA	18	SUROCCIDENTAL	CHINCHINA	CALDAS	S
JAGUAS	170	ANTIOQUIA-CHOCO	SAN RAFAEL	ANTIOQUIA	N
LA GUACA	311	ORIENTAL	LA MESA	CUNDINAMARCA	S
LA MIEL	396	ORIENTAL	CIRCASIA	CALDAS	S
LA TASAJERA	306	ANTIOQUIA-CHOCO	BELLO	ANTIOQUIA	S
MERILECTRICA	154	MAGD-NORDESTE	BARRANCABERMEJA	SANTANDER	N
PAIPA	314	MAGD-NORDESTE	PAIPA	BOYACA	N
PALENQUE	15	MAGD-NORDESTE	GIRON	SANTANDER	N
PARAISO	270	ORIENTAL	LA MESA	CUNDINAMARCA	N
PLAYAS	201	ANTIOQUIA-CHOCO	SAN CARLOS	ANTIOQUIA	S
PORCE	405	ANTIOQUIA-CHOCO	PORCE	ANTIOQUIA	N
PRADO	45	SUROCCIDENTAL	PRADO	TOLIMA	S
PRADO IV	5	SUROCCIDENTAL	PRADO	TOLIMA	S
PROELECTRICA	90	CARIBE	CARTAGENA	BOLIVAR	S
RIO MAYO	21	SUROCCIDENTAL	SAN PABLO	NARINO	S
RIOGRANDE I	25	ANTIOQUIA-CHOCO	DON MATIAS	ANTIOQUIA	S
SALTO	28	ORIENTAL	SAN ANTONIO DE TENA	CUNDINAMARCA	S
SALVAJINA	285	SUROCCIDENTAL	SUAREZ	CAUCA	S
SAN CARLOS	1240	CARIBE	SAN CARLOS	ANTIOQUIA	S
SAN FRANCISCO	135	SUROCCIDENTAL	CHINCHINA	CALDAS	S
TASAJERO	155	MAGD-NORDESTE	SAN CAYETANO	N. DE SANTANDER	N
TEBSA	750	CARIBE	SOLEDA	ATLANTICO	N
TERMOCANDELARIA	300	CARIBE	CARTAGENA	BOLIVAR	N
TERMOCENTRO	285	MAGD-NORDESTE	PUERTO BERRIO	ANTIOQUIA	N
TERMODORADA	51	SUROCCIDENTAL	LA DORADA	CALDAS	S
TERMOEMCALI	231	SUROCCIDENTAL	YUMBO	VALLE	N
TERMO SIERRA	460	ANTIOQUIA-CHOCO	PTO NARE	ANTIOQUIA	N
TERMOVALLE	203	SUROCCIDENTAL	YUMBO	VALLE	S
TRONERAS	42	ANTIOQUIA-CHOCO	CAROLINA	ANTIOQUIA	N
URRA	331	CARIBE	TIERRALTA	CORDOBA	S
ZIPAEMG	223	ORIENTAL	TOCANCIPA	CUNDINAMARCA	N
CAP TOTAL SIN	12941				
CAP PLANTAS AA	8312				
% AA vs Total	64				

2.4 MODELO DE ARRANQUE AUTÓNOMO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS (CHEC)

Entre las plantas Colombianas con la capacidad de “Black Start”, o arranque autónomo propiedad de la Central Hidroeléctrica de Caldas se tienen: Ínsula, Esmeralda y San Francisco, entre las tres plantas forman un conjunto para lograr en caso de un colapso general poder restablecer la zona suroccidental del SIN.

En realidad en planta Ínsula se encuentran el sistema de alimentación de la excitación independiente de la red (autoexcitada) y el equipo que inicia el movimiento (primotor). Sin embargo de las tres plantas hidroeléctricas, es la que menos genera con solo 18 MW de capacidad, le sigue Esmeralda con 30 MW y San Francisco con 135 MW. Por lo tanto luego que Ínsula restablece la generación de energía eléctrica, se conecta con planta Esmeralda y por último con San Francisco, con la finalidad de aumentar la capacidad de generación para que se pueda restablecer el servicio a muchos más usuarios en un menor tiempo.

2.4.1 Planta Ínsula

La generación tipo cascada utilizada por las plantas de CHEC, hace que el agua utilizada por las plantas menores, lleguen nuevamente a la bocatoma de Ínsula para ser reutilizada por las plantas mayores.

La planta Ínsula posee 3 unidades generadoras, su capacidad de generación depende del modo de operación, puesto que cuando están generando las tres unidades, el grupo uno y dos genera 6 MW cada una, y el grupo tres genera 8 MW, mientras que cuando solo esta generando el grupo tres alcanza una potencia de 10 MW, y si solo esta funcionando la unidad uno o la unidad dos, entonces cualquiera de ellas entrega solo 6 MW al sistema.

La tensión en bornes de los generadores es de 4160 V, las unidades uno y dos trabajan a una velocidad de 514 r.p.m., y la unidad tres a 600 r.p.m. La planta Ínsula se conecta al STN en la subestación Ínsula, la cual es una subestación no atendida, por lo que es manejada desde el CRD (Centro Regional de Despacho), esta subestación cuenta con tres circuitos de 13.2kV y tres circuitos de 33kV.

2.4.1.1 Sistemas de autoarranque

La función principal de los sistemas de autoarranque, es proporcionar energía eléctrica a los equipos auxiliares de la planta, aún el sistema de autoarranque mejor estudiado, acaba por perder su eficiencia si durante el desarrollo del proyecto, no se presta suficiente atención a los servicios auxiliares y a los accesorios, puesto que paradójicamente para poder generar energía eléctrica, se necesita contar con la tensión necesaria para alimentar los equipos de respaldo que permiten que las máquinas no sufran ningún deterioro por calentamiento, fricción, presión, entre otros.

Todos los equipos auxiliares son compuestos por motobombas que suma en total 6HP, el arranque de estos motores se hace según la prioridad de la función que cumplan, siendo por los operarios clasificadas como primera la de refrigeración, seguida por el sistema lubricación y por último el sistema acumulador.

Las unidades de generación uno y dos, en el momento de un colapso, de manera manual puede abrirse una válvula mariposa para permitir que la máquina empiece a girar hasta que en el momento en que alcanza la velocidad nominal, en bornes de cada generador se tendrá 4160V, sin embargo para el caso de la unidad generadora tres, es imposible poder abrir la válvula manualmente, puesto que posee que la válvula principal tiene un by-pass unido a un brazo hidráulico de varias toneladas, el cual solo deja abrir la máquina cuando se igualan presiones aproximadamente a un valor de 32kgf, por lo que se utiliza un motor DC para poder abrir el by-pass.

El motor DC es de 4 HP, 3600 r.p.m., el cual es alimentado por un sistema múltiple de grupos electrógenos, la cual consiste en 2 grupos electrógenos conectados en paralelo, el primero esta formado por 30 baterías de 48 V, y el segundo grupo está formado por 60 baterías de 24 V, con el fin de poder tener una tensión en bornes igual a 125V.

La razón por la que la unidad generadora tres es más utilizada en el momento de un autoarranque sabiendo que su mecanismo de funcionamiento es más complejo se debe a que es la unidad generadora más moderna que tiene la planta, por lo que sus funcionamiento y equipo de protecciones es más automatizado, siendo automático la sincronización del ángulo de fase y frecuencia, aspectos fundamentales para que un autoarranque sea exitoso y no ocurra un colapso nuevamente.

Con ayuda de 3 bancos de transformadores de 11 MVA, monofásicos trifilares, se puede bajar la tensión de 4160V a 220 V, para alimentar los servicios auxiliares o de respaldo.

La precisión en el mantenimiento de la frecuencia del grupo de autoarranque, depende del regulador de velocidad de la máquina motriz. En la planta Ínsula el regulador de velocidad es un regulador centrífugo mecánico, cuyo grado de estatismo es de 4% entre la marcha en vacío y la marcha en plena carga. En la actualidad los reguladores de velocidad modernos, combinan el sistema mecánico con un sistema electrónico, para que pueda satisfacer exigencias más elevadas de constancia de velocidad.

Para la mayoría de los grupos de autoarranque se exige un funcionamiento totalmente automático. Además de ser más cómodo, estas instalaciones quedan de esta forma, en disposición de funcionar rápidamente, y por otro lado se evitan falsas maniobras, alcanzando una gran seguridad de funcionamiento.

El sistema de autoarranque esta provisto por cada máquina de dos voltímetros, dos amperímetros, un frecuencímetro, dos watímetros, y un cosenofímetro.

En cuanto a sistemas de protección y maniobra se incluyen: relés térmicos, relés de sobreintensidad, relés bidireccionales, relés de frecuencia, disyuntores de desconexión rápida y seccionadores.

Además el sistema de autoarranque cuenta con elementos especiales de alarma y señalización, para detectar rápidamente las perturbaciones en la instalación y evitar grandes daños.

La planta Ínsula cuenta con dos tipos de dispositivos de alarma: el más antiguo, consiste en unas banderas conectadas a los interruptores principales de la planta, las cuales en el momento de un disparo de alguna protección, se levantan y se activa una bocina, este sistema tiene aproximadamente 60 años, el otro sistema de alarma es más moderno, el cual consiste en un mecanismo electrónico unido a un software llamado SCADA, lo que permite determinar en tiempo real, la causa de la falla. La falla más común es el disparo de protecciones por sobrecorrientes debido a descargas atmosféricas.

La duración del servicio efectivo de un grupo electrógeno en una instalación de autoarranque, es normalmente breve, con relación al tiempo que no está en funcionamiento. Sin embargo, la instalación debe estar siempre en disposición de funcionar inmediatamente, aún en plena carga.

Para evitar la corrosión del motor y verificar el conjunto de la instalación, el grupo electrógeno se pone en servicio una vez cada mes.

La planta Ínsula genera potencia en el momento en que cierra dos seccionadores, y el interruptor de potencia, para luego comunicarse con el operador de planta Esmeralda para que utilice dicha potencia en alimentar sus servicios auxiliares y poder generar sus 30 MW y así poder alimentar la subestación Esmeralda CHEC con circuitos de hasta 115kV y la subestación Esmeralda ISA con circuitos de hasta 230kV, comunicándose ahora con el operador de planta San Francisco para que puedan realizar el mismo procedimiento.

Las plantas Esmeralda y San Francisco son plantas sin capacidad de autoarranque que por su cercanía a planta Ínsula, son de gran apoyo para realizar un procedimiento de restablecimiento de potencia exitoso y con un gran alcance en cuanto a usuarios atendidos en el área suroccidental del SIN.

En caso de un colapso en el SIN, la CHEC tiene unas consignas de operación para normalizar la generación en planta Ínsula y poder enviar potencia para alimentar servicios auxiliares de las plantas Esmeralda y San Francisco, existiendo diferencias entre el procedimiento de las unidades 1 y 2 y el de la unidad 3, a continuación se describen los dos procedimientos:

- **Normalización con la unidad N° 3**

1. Seleccionar servicios auxiliares por grupo 3 (ya sabemos que no hay).
2. Revisar y normalizar todos los disparos de esta unidad.
3. En el cuarto del regulador de velocidad de este grupo, arrancar la bomba de corriente continua (DC) de regulación.
4. Abrir el by – pass de la válvula principal.
5. Abrir la válvula principal.
6. Girar el grupo hasta llevarlo a la velocidad nominal.
7. Conectar la excitación. (cerrar el interruptor de campo) al estar cerrado el breaker de una vez entran los servicios.
8. Normalizar las bombas de refrigeración.
9. Normalizar la bomba principal de regulación (AC).
10. Parar la bomba de regulación DC.
11. Confirmar con el CRD si se puede energizar el barraje de 33 kV.
12. En caso positivo cerrar el interruptor de potencia.

13. Con el barraje de 33 kV energizado, las plantas Esmeralda y San Francisco pueden normalizar sus servicios y entrar sus unidades.

Después de normalizar estas plantas se debe abrir el interruptor de potencia del grupo y proceder a sincronizar normalmente.

- **Normalización con las unidades 1 o 2**

1. Seleccionar servicios auxiliares por el grupo a girar
2. Si la válvula esta cerrada se debe retirar el reductor para poder abrir manualmente.
3. Revisar y normalizar todos los disparos del grupo que se va a girar
4. Pulsar el reset del 505H y luego dar orden de Start
5. Inspeccionar el display del 505H. debe visualizarse la instrucción "semiautomatic Start" .
6. En el gabinete local del regulador de velocidad (driver), colocar la perilla selectora del modo de operación en posición manual.
7. Abrir el distribuidor de la turbina manualmente, es decir con la volante, hasta que el grupo esté girando aproximadamente a la velocidad nominal (514 RPM) esta velocidad la podemos visualizar en el display del 505H presionando el botón SPD7.
8. Si no podemos observar esta velocidad en el 505H, cerramos el sincronoscopio para tratar de ajustar la velocidad nominal.
9. Conectar la excitación del generador.
10. Se normalizan las bombas de refrigeración.

3 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

En este capítulo se pretende mostrar algunos procedimientos de remuneración de los servicios complementarios, haciendo énfasis en el servicio de "Black Start". En este sentido se expone lo encontrado en países como Estados Unidos, Australia e Inglaterra, los cuales tienen una vasta experiencia con respecto a países latinoamericanos como Guatemala y Argentina, que mediante resoluciones o edictos gubernamentales han empezado a remunerar los servicios complementarios, como base para garantizar continuidad en el servicio o por lo menos procurar un restablecimiento lo más rápido posible en caso de un colapso parcial o total del sistema.

Estos países fueron seleccionados para tenerlos en cuenta en esta conceptualización teórica puesto que tienen en común que dentro de los servicios complementarios reconocidos en cada mercado incluyen el servicio de restablecimiento y en especial, todos remuneran la prestación del servicio a las plantas "Black Start" o con arranque autónomo.

3.1 ESTADOS UNIDOS

En los últimos 5 años los norteamericanos han iniciado procesos de desregulación, dejando atrás el manejo por parte del estado y políticas de inversión que no siempre resultaron ser eficientes. La figura 2.1 muestra el mapa de los Estados Unidos en el que se puede apreciar algunos mercados que han entrado en proceso de desregulación, entre ellos está en el oeste el mercado californiano y en el este el mercado de Pennsylvania, New Jersey y Maryland, conocido como PJM [Kirby & Hirst 1998].

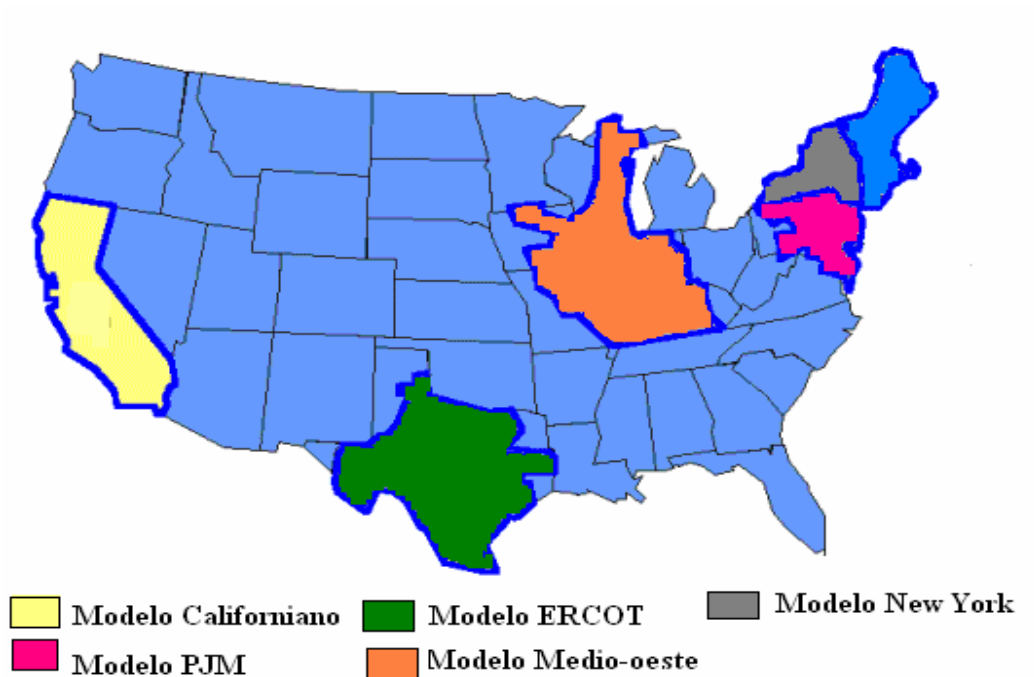


Figura 6 Ubicación de los mercados desregulados en los Estados Unidos [PJM 2004].

3.1.1 Modelo Californiano [Caiso 2005]

Hasta 1998, existían compañías integradas verticalmente, que proveían en forma local el servicio de generación, transmisión, y distribución, sin embargo las altas tarifas eléctricas que enfrentaba por aquella época California y el reflejo de reestructuraciones que se estaban llevando a cabo en otras partes del mundo, hizo que se creara un mercado desregulado, donde la red de transmisión ya es manejada por un operador independiente del sistema, cuyo primer propósito es operar la red en una forma confiable asegurando el uso equitativo de la red de transmisión por parte de todos los participantes del mercado.

En este modelo reestructurado, el Cal-ISO (Operador Independiente del Sistema de California por sus siglas en inglés) administra y proporciona los servicios complementarios requeridos en la transmisión a través de unos procesos de licitación abierta y competitiva. El Cal-ISO determina la cantidad de servicio complementario que se requiere por medio de una previsión de demanda e información sobre la programación del sistema, este procedimiento se lleva a cabo con el propósito de identificar la porción exacta de cada servicio complementario que le corresponde a cada SC (Coordinador de la Programación por sus siglas en inglés).

El mercado californiano está compuesto por ocho empresas, cada empresa tiene su propio SC, el cual tiene como función principal hacer las ofertas en el mercado para satisfacer las cargas de sus clientes, dichas ofertas deben tener un balance entre las cantidades de generación, carga e intercambios, con los cuales se determina el precio de equilibrio del mercado.

Los servicios complementarios que actualmente ofrece California son: regulación, reserva sincronizada, reserva no sincronizada, reserva de reemplazo, control de tensión y servicio de "Black Start". Los cuatro primeros servicios son manejados en el mercado diario y en el mercado horario, mientras que el control de tensión y el servicio de "Black Start" son suministrados a través de contratos bilaterales anuales con los coordinadores de la programación, para unidades que provean el servicio [caiso 2005].

3.1.1.1 Servicio de "Black Start" [Caiso 2004]

El Cal-ISO por medio de simulaciones del comportamiento dinámico y transitorio ante diferentes tipos de contingencias del sistema, determina la cantidad y la ubicación de las plantas con capacidad de arranque autónomo.

Cada unidad generadora que preste el servicio debe ser capaz de:

- Energizar un alimentador primario y la barra de una subestación en diez minutos.
- Proveer suficiente capacidad reactiva para mantener las tensiones en los equipos del sistema dentro de los límites de emergencia.
- Mantener su generación por lo menos doce horas.
- Asegurar buenas comunicaciones, para permitir un buen despacho de emergencia.

Adicionalmente, ninguna de las cargas atendidas por las unidades con arranque autónomo, mientras el sistema se encuentra en emergencia, puede ser devuelta al estado normal hasta que el Cal-ISO confirme que la necesidad de este servicio ha pasado [caiso 2005].

El servicio de "Black Start" es remunerado bajo contratos anuales tipo subasta, los cuales periódicamente pueden ser modificados en caso de que se encuentren anomalías en la competitividad de la capacidad de las plantas para prestar el servicio oportunamente y en forma eficiente, la cantidad necesaria por cada zona es determinada por el Cal-ISO con base en análisis previos del sistema.

El SC de cada zona le indica al Cal-ISO, el número de plantas con capacidad de "Black Start" y la ubicación de las mismas, además los SC son los encargados de entregarle al Cal-ISO, los

certificados que demuestran que estas plantas no tienen ningún problema técnico para prestar el servicio de manera óptima.

El Cal-ISO mensualmente entrega una cantidad de dinero a los SC para que ellos le paguen a los generadores con capacidad de "Black Start", dicha cantidad es calculada con la siguiente fórmula:

$$BSPayijm = \sum_m (BSCapijt * BlackstartFeeijt) \quad (3.1)$$

Donde:

$BSPayijm (\$) =$	Pago hecho por el ISO al SC j, para la unidad generadora, i, con capacidad de "Black Start", correspondiente al mes m.
$BSCapijt(MW) =$	Capacidad de "Black Start" de la unidad generadora i, la cual corresponde a la zona del SC j, para el intervalo comercial t.
$BlackstartFeeijt(\$ / MWh) =$	Proporción mensual que el ISO paga a el SC j, para la unidad generadora i, en el intervalo comercial t. Dicha proporción corresponde a la cantidad de dinero acordada al principio del año diferida a 12 meses, esta cantidad de dinero tiene como prioridad incentivar la prestación del servicio de restablecimiento.

En caso de que ocurra un colapso en algún área del sistema, y las plantas "Black Start" utilizadas se comporten de acuerdo con las instrucciones del ISO, el ISO pagará, a cada planta utilizada, además de un monto por la energía utilizada, el ISO reconoce un pago por los gastos incurridos de operación de las plantas, el valor exacto es calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$BSEnijt = (ENQBSijt * EnBidijt) + BSSUPijt \quad (3.2)$$

Donde:

$BSEnijt(\$) =$	Pago del ISO a el SC j, para la unidad generadora con capacidad de "Black Start" i, la cual en el intervalo comercial t, suministró energía al sistema en momentos de colapso.
$ENQBSijt(MWh) =$	Cantidad de energía utilizada de la planta con capacidad de "Black Start" i, la cual corresponde al SC j, en el intervalo

comercial t. Este valor es calculado por el ISO.

$EnBidijt(\$ / MWh) =$ Precio correspondiente a la cantidad de energía oportuna utilizada de la planta con capacidad de "Black Start" i , la cual pertenece a la zona del SC j , para el intervalo comercial t. Este precio es calculado teniendo en cuenta parámetros de confiabilidad, establecidos por el ISO.

$BSSUPijt(\$) =$ Pago hecho por el ISO, a las plantas con capacidad de arranque autónomo, para incentivar el funcionamiento eficiente de dichas plantas. Este valor solo es pagado a las plantas con capacidad de "Black Start" que en el momento de ser utilizadas, respondan de manera oportuna y ayuden a que la reenergización del sistema sea en el menor tiempo posible, sin incurrir en comportamientos nocivos para el sistema como deslastres de carga, que puedan llevar a un colapso recurrente [caiso 2004].

3.1.2 Modelo PJM [PJM 2005]

El modelo implantado en Pennsylvania, New Jersey y Maryland también conocido como PJM, entró en funcionamiento el 1º de abril de 1998. La estructura básica que se maneja en este modelo es de un sistema tipo pool.

El modelo está organizado en torno a un regulador de mercado y un operador técnico y económico del sistema (PJM-ISO), que recibe ofertas de todos los generadores y produce un mecanismo de entrega de precios cada 5 minutos. Los servicios complementarios que son reconocidos en este modelo son el de reserva rodante, regulación y "Black Start" [PJM 2005].

3.1.2.1 Servicio de "Black Start" [PJM 2005]

En este modelo existen los Centros de Control Local (LCC por sus siglas en inglés), los cuales con la vigilancia de PJM-ISO son los responsables de identificar la cantidad de plantas con capacidad de "Black Start" necesarias en cada área.

PJM-ISO exige a las plantas que presten este servicio realizarles unas pruebas de funcionamiento cada año para confirmar que estén listas en caso de ser necesitadas, si las pruebas confirman

algún problema, como castigo es sancionada sin poder participar en el mercado spot en un periodo que varia según la gravedad del daño.

Para incentivar el suministro de este servicio, el PJM remunera a los generadores anualmente teniendo en cuenta unos costos fijos, costos variables, costos por operación y costos según la fuente de energía utilizada. Los costos totales que deben pagarse a los generadores tienen la siguiente forma:

$$CT = (CF + CV + CO + CC) * (1 + FI) \quad (3.3)$$

Donde

CF = Costos fijos los cuales son calculados de la siguiente forma:

$$CF = CDR * 365 * CI * X \quad (3.4)$$

CDR = Factor que determina la proporción del sistema que dicha planta en caso de un colapso pueda ayudar a restablecer el sistema, este factor es dado por PJM-ISO.

CI = Capacidad instalada de cada generador con arranque autónomo.

X = Factor relacionado con la fuente de energía utilizada. En el caso de ser una planta hidráulica el factor es de 0.01 y en caso de ser nuclear o a gas natural tienen un factor de 0.02.

CV = Costos variables los cuales dependen del nivel y tiempo de operación de la planta cuando presta el servicio.

CO = Costos incrementales de administración, operación y mantenimiento y los costos de arranque y parada.

CC = Costos del transporte del combustible.

FI = Factor de motivación para los generadores que prestan el servicio de "Black Start". En la actualidad este factor tiene un valor del 10% [PJM 2005].

3.2 AUSTRALIA [NEM 2005]

La empresa encargada de manejar el mercado spot y operar los siete mercados separados, los cuales corresponden a cada servicio complementario ofrecido en Australia se llama NEMMCO (*National Electricity Market Management Company Limited*). Esta compañía se estableció en 1996 con el fin de administrar y manejar el Mercado Eléctrico Nacional (NEM por sus siglas en inglés), buscando siempre el desarrollo tecnológico y económico del mercado y mantener el sistema con altos niveles de confiabilidad, seguridad y calidad.

Los servicios complementarios en Australia, son definidos como aquellos servicios usados por NEMMCO para manejar el sistema de potencia de forma segura, estable y confiable. Los servicios complementarios logran que el sistema eléctrico, mantenga las características técnicas, incluso consiguen que NEMMCO cumpla lo exigido por el Código Eléctrico Nacional (NEC por sus siglas en inglés), en cuanto a normas para la frecuencia, la tensión, red que carga y procesos de re-energización del sistema.

NEMMCO además de manejar el mercado spot, opera siete mercados separados, los cuales corresponden a cada servicio complementario ofrecido en Australia. NEMMCO es el único comprador de los servicios complementarios en el mercado eléctrico australiano, realizando para ello contratos bilaterales con los proveedores, los cuales se dan con base en despachos cada media hora.

El mercado australiano ofrece siete servicios complementarios: la regulación primaria de frecuencia, la regulación secundaria de frecuencia, la desconexión de cargas, la carga rápida de unidades generadoras, la descarga rápida de unidades generadoras, el control de voltaje y el servicio de restablecimiento.

La necesidad y las capacidades requeridas de cada servicio complementario son determinadas por NEMMCO, de acuerdo con los estándares de operación del sistema. Para todos los servicios, NEMMCO realiza contratos bilaterales anuales con los proveedores, especialmente para obtener los montos que van más allá de lo exigido por el código.

En cuanto a los pagos que realiza NEMMCO a los proveedores de cada servicio complementario se habla de que se reconoce la disponibilidad, la habilitación, el uso y la compensación. A continuación se hace una breve descripción de cada tipo de pago:

- Pago por disponibilidad (\$/MW o \$/MVAR) : Este pago se aplica cuando el proveedor debe incurrir en inversiones significativas de instalaciones y en otros sobrecostos, para la provisión del servicio, o también para servicios que se necesitan tener continuamente disponibles, pero cuyo uso es indeterminado e impredecible.
- Pago por habilitación (\$/MW o \$/MVAR): Este pago se aplica cuando el proveedor debe incurrir en gastos de operación significativos por proveer actualmente el servicio, este pago se aplica a servicios cuyo uso por parte de NEMMCO es variable, pero que puede programar con cierta anticipación.
- Pago por uso (\$/evento): Este pago se aplica si el proveedor debe incurrir en gastos de operación significativos cuando un servicio complementario es llamado a entregar el monto contratado, ante la ocurrencia de un determinado evento.
- Pago por compensación (\$/MWh): Este pago se aplica si el uso del servicio complementario restringe la producción y venta de energía de la unidad generadora en el mercado, es decir si la unidad es despachada a un nivel mayor o menor del que habría sido despachada de forma cotidiana [NEM 2005].

En la Figura 7 se resumen los pagos que reciben los proveedores por cada servicio complementario:

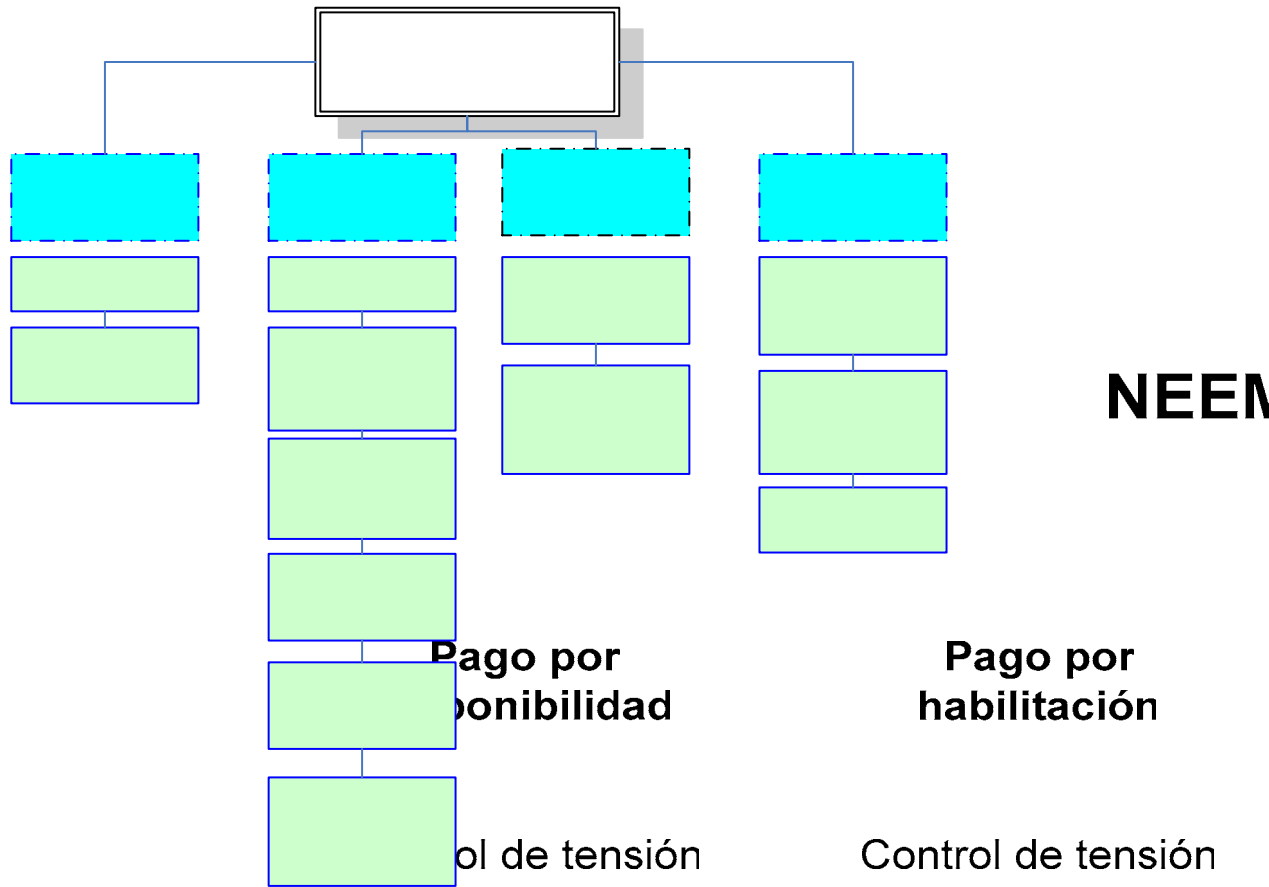


Figura 7 Pagos que reciben los proveedores de servicios complementarios en Australia

3.2.1 Servicio de "Black Start" [NEEMCO 2005]

Servicio de blackstart

Regulación primaria de frecuencia

En Australia el servicio complementario de "Black Start" (SRAS por sus siglas en inglés), puede ser provisto por una combinación de los siguientes recursos:

- Recursos con capacidad de arranque autónomo propiamente dicha, son las unidades generadoras sin conexión a una fuente externa de energía y que puede re-energizar el sistema de transmisión. Típicamente, corresponden a unidades hidráulicas.
- Recursos combinados, son grandes unidades generadoras que tienen la capacidad de re-energizar el sistema de transmisión, pero que deben ser arrancadas por medio de pequeñas plantas vecinas con capacidad de arranque autónomo. Típicamente,

Regulación secundaria de frecuencia

Desconexión de cargas

Carga rápida de unidades generadoras

corresponden a unidades térmicas, con turbinas a gas y estas últimas con capacidad de arranque autónomo.

- Esquemas de operación aislada (formación de "islas") son grandes unidades generadoras con la capacidad de re-energizar el sistema y que aisladas de la red de transmisión, pueden continuar abasteciendo sus propios equipos auxiliares y parte de la carga.

NEMMCO define dos categorías para el servicio de restablecimiento, las cuales difieren principalmente por las condiciones de confiabilidad, disponibilidad y por el tipo de pruebas que deben cumplir para poder ser remunerados. A continuación se describe las propiedades de las unidades que prestan el servicio primario y secundario de restablecimiento, respectivamente:

- Servicio primario o rápido (FRC): Unidades capaces de iniciar el restablecimiento de la red de transmisión dentro de la hora que sigue a la ocurrencia del colapso y de entregar una cantidad prevista de energía, logrando una re-energización significativa de la red y de varias unidades de generación en las dos horas siguientes. Además, en ocho horas se debe lograr la recuperación de por lo menos el 90% de la demanda del sistema. Generalmente, lo proveen grandes unidades hidráulicas con capacidad de arranque autónomo o unidades que llevan a cabo los esquemas de operación aislada.
- Servicio secundario o general (GRC): Unidades capaces de iniciar el restablecimiento de la red de transmisión dentro de cinco horas posteriores a la caída del Sistema y de entregar un valor previsto de generación, logrando una re-energización significativa de la Red y de al menos una unidad grande dentro de seis horas siguientes. Además, en doce horas se debe lograr la recuperación de por lo menos el 90% de la demanda del sistema.

Las plantas que quieran prestar el servicio primario de arranque autónomo deben cumplir con los requerimientos técnicos de las tres partes en que se divide la prueba, mientras, las plantas que quieran prestar el servicio secundario de restablecimiento, deben cumplir solamente con las dos primeras partes de la prueba. A continuación se describen en que consiste dicha prueba:

Parte A:

1. Se verifica la capacidad de iniciar la generación principal (al menos de una unidad o bloques de unidades) de la central sin el uso de fuentes externas de energía.
2. Debe mantener la generación estable mientras esta desconectado de la red principal y además;

3. Por lo menos por 15 minutos debe comprobarse la capacidad de suministrar tensión a sus servicios auxiliares.

Parte B:

4. Se verifica la capacidad de energizar parte de la red de transmisión, cuando le sea dada la instrucción por el operador de la red.
5. Se comprueba la capacidad de realizar al menos dos arranques consecutivos, en un periodo máximo de dos horas y media.

Parte C:

6. Debe poder energizar por lo menos una carga que simule los servicios auxiliares de otra planta sin "Black Start" o autoarranque para que pueda en caso de emergencia servir de apoyo.
7. Debe operar durante mínimo 30 minutos de manera estable; manteniendo controlada la frecuencia y los niveles de tensión con el fin de comprobar que es factible formar una isla que se convierta en un subsistema estable.

Además de las pruebas, las plantas que quieran prestar el servicio de restablecimiento deben cumplir con un porcentaje mínimo de disponibilidad y confiabilidad, en el caso del servicio primario este porcentaje es del 98% y para el servicio secundario de arranque autónomo es del 75 % [NEMMCO_2004].

NEMMCO incentiva la prestación del servicio de "Black Start", realizando créditos para la adquisición y montaje de equipos y por medio de contratos bilaterales, se les paga a las plantas el precio ofertado por la disponibilidad, teniendo en cuenta que es mayor el valor de las plantas que prestan el servicio primario de arranque autónomo mas un porcentaje por gastos de operación, depreciación, mantenimiento; además existe una bonificación a parte como incentivo por prestar el servicio de arranque autónomo, siendo mas generosa la bonificación por el servicio primario de "Black Start".

El pago debido a costos incurridos por la prueba, la parte A y B es remunerada para los dos servicios de forma anual, mientras los gastos incurridos en la parte C, solo se remunera una vez cada cuatro años. Solamente a las plantas que han pasado la prueba de forma exitosa se le tiene en cuenta este valor.

Los contratos bilaterales son a 4 años en el caso del servicio primario y de un año para el servicio secundario, sin embargo el pago y las pruebas se realizan anualmente en los dos servicios. En

Australia el servicio es subsidiado el 50 % por los generadores y el otro 50% por los usuarios. [NEMMCO_ 2005].

Así mismo, en caso de ocurrir un colapso NEMMCO remunera el servicio de la siguiente manera:

$$TA = TSRP * \frac{TGE}{ATGE} \quad (3.5)$$

Donde:

$TA (\$)$ = Remuneración por el servicio de "Black Start".

$TSRP (\$)$ = Pago total realizado por NEEMCO, debido a la prestación del servicio de "Black Start" en el intervalo comercial. Este precio es acordado con antelación después de un arreglo entre los generadores con capacidad de "Black Start" y NEEMCO, donde se tiene en cuenta la oferta del precio de la energía a suministrar por parte del generador y gastos de operación, además de la efectividad y confiabilidad de las unidades generadoras con capacidad de arranque autónomo.

$TGE (MWh)$ = Capacidad de energía "Black Start" ofertada por el generador en el intervalo comercial.

$ATGE (MWh)$ = Capacidad de la energía "Black Start" total requerida para el restablecimiento del sistema [NEEMCO 2005].

3.3 GUATEMALA [AMM 2000]

El Administrador del Mercado Mayorista (AMM), es el ente encargado de garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica de todo Guatemala. El AMM es el responsable del funcionamiento tanto del mercado diario como el del mercado de los servicios complementarios, además el AMM emite las normas de coordinación a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) para que posteriormente se adicione al marco regulatorio.

A continuación se muestran los servicios complementarios considerados en este país:

- Reservas operativas.
- Regulación de frecuencia.
- Control de potencia reactiva y tensión.
- Arranque en negro o servicio de "Black Start".

En este mercado se manejan como reservas operativas la reserva de operación en giro o reserva sincronizada y la reserva rápida, la primera puede ser ofrecida solo por los generadores que participen en la regulación de frecuencia y la reserva rápida tiene como objetivo contar con capacidad de generación y cargas desconectables en caso de salidas imprevistas de generación u otro tipo de imprevistos importantes, este servicio puede ser suministrado con unidades térmicas de punta o unidades hidroeléctricas que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia máxima en un tiempo no mayor de treinta minutos. En cuanto a la regulación de frecuencia, en Guatemala se presta el servicio de regulación primaria y regulación secundaria.

La remuneración de los servicios complementarios es una función del AMM, las unidades generadoras que presten el servicio de reservas operativas y/o regulación de frecuencia, reciben un pago proporcional al tiempo en que prestaron este servicio y al precio nodal en esa hora en el punto de conexión, debido a la energía no producida como consecuencia de haber suministrado este servicio, deduciendo el costo de combustible o el valor del agua de sus unidades para esos saldos de energía.

El control de tensión es un servicio obligatorio no remunerado, sin embargo en caso de que algún participante no cumpla con sus compromisos, entonces se manejan unos cargos por incumplimiento [AMM 2000].

3.3.1 Servicio de “Black Start” [AMM 2000]

En Guatemala, los Generadores que ofrezcan instalaciones con capacidad de arranque autónomo deben presentar estudios que demuestren el cumplimiento de los siguientes requisitos, como mínimo:

- Regímenes de carga y descarga de las unidades afectadas.
- Grado de discretización posible en las cargas a reconectar dentro de la isla.
- Capacidad de absorción de potencia reactiva por las unidades, evaluando el riesgo de autoexcitación.
- Existencia o no de niveles de cortocircuito adecuados para el funcionamiento de las protecciones.
- Estabilidad angular, de frecuencia y de tensiones durante el proceso de restablecimiento.

Este servicio es remunerado con base en la oferta recibida de cada generador, se liquida mensualmente por cada unidad habilitada para prestar el servicio de restablecimiento una doceava parte (1/12) de la anualidad de la correspondiente inversión declarada por el generador para los equipos involucrados. Este costo será cubierto por los consumidores y se cobrará dentro de la factura de energía mensual.

La anualidad se calcula a partir de un valor nuevo o de reemplazo de las instalaciones considerando una actualización del 10% y una vida útil de 30 años para instalaciones de arranque, conexión y servicios auxiliares [AMM 2000].

3.4 ARGENTINA [cammesa 2005]

En 1992 en Argentina se creó una Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S. A. (CAMMESA), cuyas funciones comprenden la coordinación de las operaciones de despacho, la responsabilidad por el establecimiento de los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realizan a través del sistema interconectado argentino. La supervisión y regulación general de la industria eléctrica está en manos del Ente Regulador de Electricidad (ENRE), cuyas funciones son velar por el cumplimiento de los contratos de concesión, prevenir conductas anticompetitivas, entre otras.

En Argentina no existe un mercado de los servicios complementarios, sin embargo esta alternativa está considerada en la normativa vigente, entre los servicios considerados están los siguientes:

- Control de frecuencia.
- Control de tensión.
- Servicio de "Black Start" o arranque en negro [cammesa 2005].

En control de frecuencia se maneja el control primario y secundario, CAMMESA determina estacionalmente un nivel de reserva óptimo de control primario de frecuencia a mantener, asignándole a todas las unidades idéntica proporción en este aporte. Para determinar ese nivel óptimo, el operador considera diferentes montos globales, determinando por cada uno de ellos, la suma entre el costo de operación de todo el sistema y el costo total de la energía no suministrada, aquel monto que entregue el valor mínimo de estos costos sumados, determina el nivel óptimo de reserva a asignar para dicho servicio.

En control de frecuencia secundaria, en Argentina se define un gradiente mínimo de 30 MW/minuto y un tiempo mínimo de 5 a 10 minutos para que este disponible en el margen máximo despachado.

Las ofertas para este servicio se seleccionan con base a una lista de prioridad, comenzando por las ofertas de precios prestadas por los generadores hidráulicos, luego se consideran los generadores térmicos según su costo marginal de generación.

Los generadores que prestan el servicio de control de tensión se compromete a entregar en forma permanente hasta el 90% del limite de potencia reactiva, inductiva o capacitiva y en forma transitoria el 100% durante 20 minutos continuos con intervalos de 40 minutos, además el generador se compromete a mantener la tensión en barras que le solicite el operador del sistema.

Este servicio al igual que en Guatemala no es remunerado pero si existen incumplimientos los agentes son penalizados y deben pagar sobrecostos que van desde dos a diez veces el costo de operación y mantenimiento del equipo de reemplazo durante las horas no disponibles.

3.4.1 Servicio de "Black Start"

Argentina mediante las resoluciones SE 0258 de 1995 y SE 0305 de 1998, planteó la forma de iniciar y ejecutar la normalización del servicio de restablecimiento o arranque en negro.

En dicha resolución se estableció la necesidad de prever la formación automática de islas eléctricas equilibradas en potencia activa y reactiva, ante contingencias graves en las cuales la reducción operativa de demanda no resulte totalmente efectiva para garantizar la continuidad del sistema eléctrico y la necesidad de contar con generadores que posean instalaciones de arranque en negro o "Black Start", ante la probabilidad de ocurrencia de un colapso total o parcial en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Además se determinó que aquellas islas y/o plantas con arranque autónomo que fallen, recibirán una penalización, por cada falla, calculada en función del valor del cargo anual reconocido por operación y mantenimiento de las instalaciones y la cantidad de formaciones fallidas y exitosas de la isla o de arranque de las plantas "Black Start" ocurridas desde su instalación. Del mismo modo, aquellas islas y/o plantas que operen exitosamente, recibirán una bonificación, por cada operación exitosa.

Para cada arranque en negro o "Black Start" y para cada formación de islas ya sea de forma exitosa o fallida, se calcula el monto (**MONTOI**) a abonar o cobrar de la siguiente manera:

$$MONTOI(\$) = \$O \& Mant * \left(0.1 * NE^{1.5} - 0.5 NF^{1.5} \right) \quad (3.6)$$

Siendo:

O & Mant = Costo anual reconocido por operación y mantenimiento de las plantas "Black Start" o de las islas.

NF = Número de formaciones fallidas de la isla o arranques "Black Start".

NE = Número de formaciones exitosas de la isla o arranques "Black Start" [S.E. 1998].

4 ANÁLISIS SOBRE DIFERENTES PROPUESTAS PARA REMUNERAR A LAS PLANTAS QUE PRESTEN EL SERVICIO DE RESTABLECIMIENTO EN EL SIN

En el capítulo 3 se expusieron diferentes experiencias internacionales en el tema de la remuneración del servicio de "Black Start", este breve estudio mostró que todos los países difieren en la forma final de remunerar este servicio. Colombia es un país donde se debe priorizar la remuneración del servicio de arranque autónomo o "Black Start", debido a que el sistema de potencia está continuamente sometido a factores tales como: fenómenos climatológicos, fallas técnicas, y eventos menos previsibles como los de orden social. Esto es atentados terroristas contra la infraestructura eléctrica que hace más vulnerable la seguridad del SIN.

A continuación se presenta un bosquejo de la arquitectura del mercado energético, donde se estudian los principales conceptos involucrados en los mercados eléctricos, luego se hace un análisis preliminar de los requerimientos fundamentales necesarios para prestar el servicio de "Black Start". Este análisis sirve de base para establecer unas ventajas y desventajas de cada estructura de remuneración utilizada en el mundo, buscando finalmente poder acoplar todos los elementos que serían los apropiados para el caso del SIN.

4.1 ARQUITECTURA DEL MERCADO ENERGÉTICO [Stoft 2002]

A nivel mundial se han desarrollado diversas y complejas estructuras de mercado, tendientes a introducir condiciones de competencia en el sector eléctrico. Como resultado, la realidad actual ofrece un amplio espectro de organizaciones de mercados de electricidad. Sin embargo, desde el punto de vista de su operación es posible distinguir cinco formas básicas para comprar y vender energía, a saber:

- Tipo Pool,
- Bolsa de Energía
- Contratos Bilaterales
- Subastas.

- Tarifa por el precio.

Los mercados reales se forman tomando una combinación de alguna de estas modalidades, pudiendo corresponder a una de ellas o a una combinación que contenga a todas simultáneamente [Stoft 2002].

A continuación se realizará una breve descripción de estas modalidades.

4.1.1 Tipo Pool [Stoft 2002]

El modelo del pool competitivo es una combinación de reglas de acceso a la red y de un mercado eléctrico de contado llamado comúnmente mercado spot. En este tipo de mercado cada planta generadora sigue las instrucciones de operación de un despachador central (Operador de la red), con el fin de igualar la oferta y la demanda en cada instante del tiempo para mantener un equilibrio entre la optimización de los costos totales del sistema y la factibilidad técnica del plan de operación final.

Los pools eléctricos son instituciones de mercado diseñadas para permitir el intercambio y la competencia en el suministro energético mientras que de forma simultánea se tiene en cuenta la coordinación y el control de la generación y de la transmisión.

Los pools de electricidad proporcionan un bien especificado mecanismo de mercado por el que las ofertas de compra y venta de energía (el precio pujado por el generador y la cantidad ofertada por el consumidor) son transformadas en precios de mercado y cantidades.

En el mercado spot solo se realizan transacciones horarias, las cuales desempeñan un papel vital en la determinación de qué plantas son despachadas y de cuáles no lo son. Esencialmente, el mercado spot establece un orden de mérito que no se basa en el coste marginal de corto plazo reportado por las unidades de generación, como es el caso de la mayoría de los tradicionales sistemas centralizados, sino que se basa en una subasta de precios.

La unidad que hace la puja más baja se despacha primero. La unidad que hace la puja más alta que aún se despacha determina el precio del sistema recibido por todos los generadores que están operando en cualquier momento. Las reglas de acceso a la red aseguran que generadores

alternativos puedan alcanzar a los consumidores finales dado que el pool es un mercado multilateral de corto plazo para el intercambio de electricidad.

Para las distintas etapas del procedimiento anteriormente descrito, se definen fechas y horarios que deben ser respetados por todos los participantes del Pool [Stoft 2002].

4.1.2 Bolsa de energía [Boadway 2004]

Una Bolsa de Energía es una entidad que recibe ofertas por la compra y venta de energía y establece la casación entre ellas. La experiencia internacional muestra que en este modelo se puede adquirir estructuras muy variadas. Sin embargo, una bolsa de energía puede ser definida como una parte integrante o caso particular de una estructura tipo Pool, en la cual ejecuta la función de operador de mercado con las siguientes características:

- Los productos transados en una bolsa de energía son estandarizados, de manera de facilitar el proceso de entrega de ofertas de compra y venta y el posterior cálculo del precio de mercado.
- Una bolsa de energía no tiene un carácter de participación obligatoria como en la mayoría de los casos de un mercado tipo pool.
- El traspaso de información entre agentes es mucho más reservado.
- La bolsa de energía no considera en forma detallada aspectos técnicos de la operación del sistema, tales como: servicios complementarios, congestión, entre otro.

4.1.3 Contratos bilaterales [CREG 2004]

En un mercado basado en contratos bilaterales, suministradores y consumidores establecen libremente relaciones de tipo comercial, ya sea en forma directa o a través de un comercializador.

Estas relaciones se basan en un intercambio directo de ofertas entre los participantes del mercado.

Este tipo de mercado se caracteriza por ser sumamente flexible, debido a que las partes involucradas en el intercambio comercial pueden definir condiciones especiales del contrato según sus deseos. Sin embargo esta flexibilidad es costosa, en el sentido de que en la mayoría de los casos la negociación verbal es demorada y aun peor conciliar con los términos finales que llevará por escrito el contrato.

Estos contratos se caracterizan porque son negociados de manera libre entre las partes, bien sea directamente o como resultado de convocatorias, determinan según su voluntad, la cantidad de energía, los precios, el plazo y el tipo de contrato.

En Colombia, este sistema ha generado una gran heterogeneidad de productos. Los agentes pactan entre otros:

- Contratos Pague lo Contratado –CPLC-
- Contratos Pague lo Demandado –CPLD-
- Contratos Pague lo Generado –CPLG-
- Contratos PLC condicionados
- Combinaciones de los anteriores

Mediante este esquema de contratación se transa un alto porcentaje de la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN), 74% en el año 2004, y se presenta un nivel de transacción financiera y comercial superior al nivel de demanda a cubrir en el Sistema (43% por encima de la demanda del año 2004). Aunque el volumen de transacciones en el mercado es importante, la falta de estandarización y homogenización de los contratos celebrados limita su negociación posterior, lo que hace que haya baja o casi nula transabilidad de los mismos [CREG 2004].

La Figura 8 muestra el número de tipos de contratos liquidados en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) hasta el año 2003:

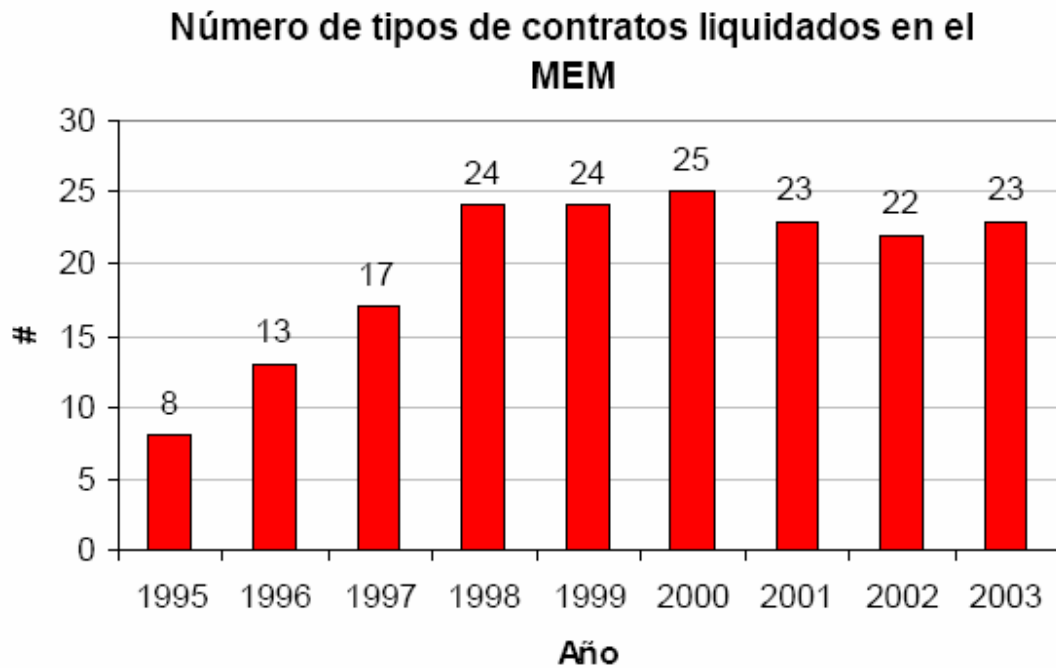


Figura 8 Evolución del número de contratos en el MEM [ISA 2004]

4.1.4 Subastas [Stoft 2002]

Las subastas son un mecanismo de venta o compra caracterizado por un conjunto de reglas por el que se determina la asignación de recursos y su precio en función de las ofertas de los participantes.

Adicionalmente, al subastar un bien, no solo se busca la eficiencia, sino también ampliar el mercado, introducir competencia, e inclusive, otorgar acceso a ciertos bienes a determinados grupos minoritarios. Al transar la energía, asimilándola a cualquier activo, se busca revelar precios de mercado que reflejen diferencias por características del producto (contrato), que estén claramente relacionados y que sean convergentes con los precios del mercado subyacente o el spot, de tal forma que se desarrolle un nivel de servicio más transparente.

4.1.5 Tarifa por el precio [Bitu & Born]

La remuneración tipo tarifa es entendida como el coste establecido según el precio presentado en la propuesta ganadora de una licitación para la concesión del servicio, con reglas de reajustes establecidas en los términos de referencia de la licitación o en el contrato de concesión, conforme

se defina en la ley. La estructura tarifaria se diferencia en función de las características técnicas y de los costos específicos de cada tipo de suministro. Los reglamentos pueden exigir el empleo de técnicas que utilicen los costos marginales.

4.2 EFICIENCIA ECONOMICA Y REMUNERACIÓN [Boadway 2004]

La eficiencia económica puede definirse en términos generales como la cualidad que tiene una sociedad de limitar sus recursos para maximizar los beneficios, con el fin de distribuir mejor sus riquezas. La eficiencia económica también puede ser explicada en términos de sus tres características principales:

1. Precio eficiente: En la procura de suministrar el servicio complementario de restablecimiento, las empresas que manejan en cada país el mercado eléctrico deben pagar a los proveedores un precio que refleje la escasez de los recursos usados para suministrar el servicio, incluyendo los gastos ocasionados por garantizar eficiencia en la prestación del mismo.
2. Inversión eficiente: El servicio de "Black Start" tiene características especiales dado que, para su implementación se precisa de equipos, que indispensablemente requieren de un mantenimiento periódico y unas condiciones especiales de operación para garantizar la prestación óptima del servicio. Por lo tanto, se debe incentivar a los inversionistas para que inviertan en activos de larga vida, con el fin de asegurar la continuidad del servicio en términos de largo plazo.
3. Producción eficiente: Un método de producción es técnicamente eficiente si la producción que se obtiene es la máxima posible con las cantidades de factores especificadas. Para lograr este objetivo se debe procurar prestar el servicio al menor costo posible. Esto requiere la selección de tecnología económica para disminuir precios de mantenimiento, operación, administración entre otros.

La primera característica compromete a las empresas reguladoras con el hecho de mantener mínima la oportunidad de ganar altos costos innecesarios en la prestación del servicio, puesto que lógicamente traería como consecuencia una tarifa cara al usuario, además de desventajas competitivas entre los proveedores del servicio.

La segunda característica requiere que los inversionistas gocen de unas condiciones favorables económicas, las cuales les manifiesten una satisfactoria tasa de rendimiento al capital, con el fin de

recuperar no solo los costos por prestar el servicio sino también un costo de oportunidad que este de acuerdo con las finanzas actuales del mercado.

Las dos primeras características deben ser manejadas de forma equilibrada, puesto que si el mercado se inclina demasiado a favorecer cualquiera de estas dos condiciones puede traer problemas muy serios de poder del mercado o de falencia de proveedores del servicio debido a una mala remuneración.

La tercera condición implica asegurar que el servicio sea prestado al menor costo posible, en teoría suena muy sencillo. Sin embargo, implementar este principio es muy complicado, debido a que existen varios tipos de generación auxiliar que se utilizan como arranque autónomo en el mundo, en el capítulo 2 se mencionan algunos de ello.

Cada tipo de arranque autónomo difiere en los costos netos de implementación, operación, mantenimiento y administración, además dependiendo del nivel de tecnología se pueden incurrir o minimizar en gastos; por lo que solamente cada proveedor sabe que tan complejo es su sistema de autoarranque.

Una posible solución para estandarizar esta información tan asimétrica, es utilizar un modelo predictivo donde se puede concluir cual sería el costo mas eficiente que debería pagarse para prestar el servicio de arranque autónomo según las características del mercado de cada país, donde el proveedor del servicio encuentre señales económicas justas y el usuario pueda disfrutar de unos parámetros aceptables de calidad, seguridad y confiabilidad a un precio razonable.

A continuación se enumeran los métodos más utilizados en el mundo por las empresas reguladoras para encontrar costos eficientes:

1. Métodos de frontera: Los cuales se caracterizan por el uso de análisis estocásticos y distribuciones probabilísticas.
2. Análisis económicos de ingeniería.
3. Análisis de mercados de diferentes fuentes externas, buscando la adaptabilidad en un caso particular.

Este último método es muy utilizado puesto que se parte de una experiencia real de otro mercado, por lo que se facilita para constatar las ventajas y dificultades que se pueden presentar al implementar cierto tipo de remuneración. Sin embargo, como aspecto negativo se puede resaltar la

dificultad para obtener las cifras exactas manejadas por cada mercado por lo que muchas veces se debe trabajar con muchas restricciones en la información.

4.3 BIEN PÚBLICO

Cuando se cataloga un servicio como un bien público, quiere decir que la existencia de este servicio beneficia simultáneamente a todos los usuarios. En teoría esta afirmación parece que no afectará la remuneración de los servicios complementarios, sin embargo, económicamente puede tener grandes repercusiones. A continuación se explica detalladamente el principio de un bien público.

Un bien público puro tiene las siguientes características:

- No existe exclusividad de suministro: Una propiedad que distingue a los bienes públicos se refiere a no tener la posibilidad de excluir a personas de suministrarle el servicio, independientemente que pague o no.
- No existe rivalidad en el consumo: Lo cual significa que el hecho de suministrar el servicio a una persona no va a afectar el bienestar de otras personas. Los beneficios de los bienes no rivales se pueden proporcionar a los usuarios adicionales con un costo marginal social igual a cero, debido a que suministrar el servicio a un usuario más no acarrea costos adicionales.

El considerar el servicio de restablecimiento un bien público trae varios problemas para encontrar el precio adecuado en el mercado. En un mercado privado se pueden excluir los individuos que no paguen por el servicio, pero si se considera como un bien público los usuarios pueden consumir el servicio gratis por lo que los proveedores del servicio de arranque autónomo no podrían cargar un valor a estos usuarios, además si se pudiera excluir los usuarios que no pagan, el mecanismo del mercado tendría problemas, puesto que existirían diferencias entre los usuarios, entonces los beneficios variarían de acuerdo a lo mismos, por lo que el precio a pagar estaría determinado por el beneficio marginal de cada persona; lo que significaría una tarea compleja.

En la Figura 9 se muestran gráficamente las características de un mercado para un bien público puro.

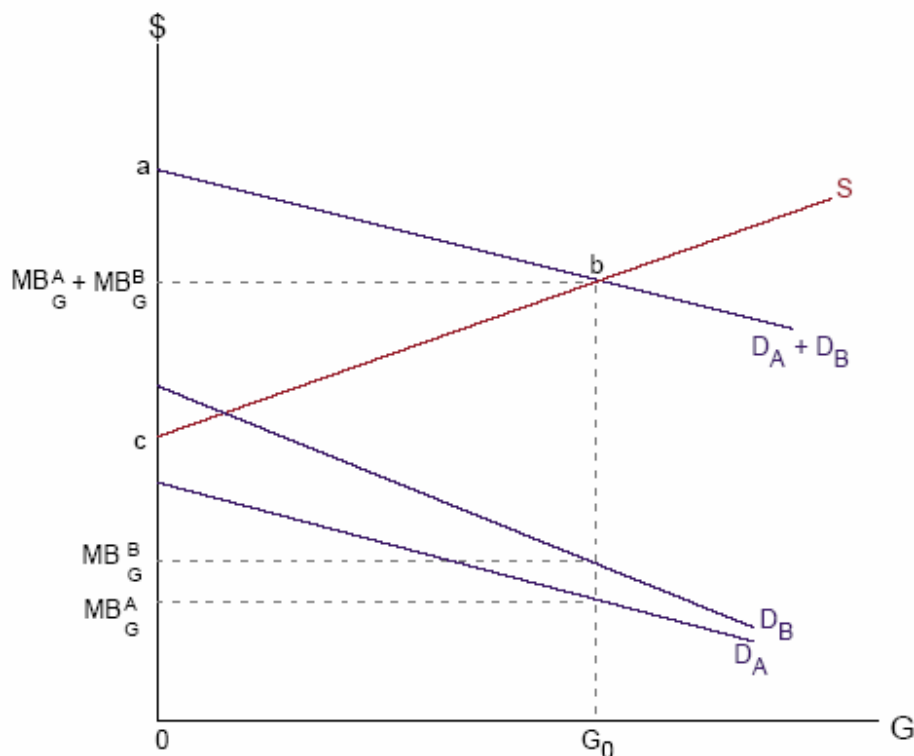


Figura 9 Características de un bien público [Boadway 2004]

En la Figura 9 existen dos usuarios, A y B con dos demandas diferentes $D(A)$ y $D(B)$ respectivamente, el costo marginal de producir un bien público es mostrado con la línea S . Cuando es suministrada la cantidad de un bien público $G(0)$, cada usuario recibe un beneficio marginal $MB(A,G)$ y $MB(B,G)$ respectivamente, la demanda total es entonces la suma de las demandas individuales y el beneficio total es la suma de los beneficios individuales, la cantidad $G(0)$, corresponde a la intersección de la demanda total y el costo marginal de producción, y por lo tanto $G(0)$ representa el nivel eficiente de producción.

En la Figura 9 también muestra cuanto debe ser el valor de un bien público basado en el beneficio marginal de los usuarios. El punto de equilibrio de suministrar G es también la suma de los beneficios marginales de los usuarios A y B y el costo marginal de la producción. Entonces observando la figura se puede concluir que A debe pagar por unidad de G $MB(A,G)$ y B debe pagar por unidad de G $MB(B,G)$, cada usuario debe pagar un precio diferente para un mismo bien público. La cantidad total a pagar debe ser igual al costo marginal de producción.

El óptimo al suministrar un bien público ocurre cuando la suma de los beneficios marginales es igual al costo total de la producción de dicho bien.

Geoméricamente el costo total esta dado por el área $OcbG(0)$. Los beneficios totales de todos los usuarios esta dado por $OabG(0)$. El beneficio neto de la sociedad esta dado por el triangulo abc.

Aplicando este análisis al servicio complementario de restablecimiento la remuneración máxima hipotética que puede cobrarse por este servicio corresponde al área $OabG(0)$.

Bajo este esquema de remuneración, los beneficios se acumulan a todos los suministradores del servicio. El área abc sería un monopolio de renta. Esto en teoría podría utilizarse, sin embargo tiene los siguientes problemas:

1. Para poder implementar este esquema se necesita saber los beneficios de cada usuario. Pero los usuarios siempre tienden a subestimar sus beneficios debido a que el costo que deben pagar por el servicio esta directamente relacionado con el costo de sus beneficios, así mismo cuando se tiene cuenta los beneficios totales y los costos totales.
2. En las resoluciones que rigen el sistema eléctrico nacional, no se especifica si por suministro de servicios complementarios se pueda recibir una renta debido a que el código es muy claro en que solo se puede cobrar el costo neto de suministrar el servicio complementario, pero no se puede pensar en enriquecerse de ellos.

Con estas características el máximo hipotético que se podría cobrar según la Figura 9 sería el área $OcbG(0)$, sin embargo esta forma no estaría cumpliendo con la definición de eficiencia económica.

4.4 ANÁLISIS DE ALGUNOS ESQUEMAS INTERNACIONALES UTILIZADOS PARA LA REMUNERACIÓN DEL SERVICIO COMPLEMENTARIO DE “BLACK START”

En el capítulo de las experiencias internacionales se describen varias opciones para remunerar el servicio de “Black Start”, cada país estudiado presenta una forma distinta de remunerar el servicio dependiendo de su arquitectura de mercado energético y de las normas estipuladas por los distintos entes reguladores. Por lo tanto no existe una forma universal de remunerar el servicio de arranque autónomo que garantice ser la más efectiva para el caso colombiano. A continuación se estudia los aspectos positivos y negativos de cada esquema con el fin de que sirvan de apoyo para una futura reglamentación en el tema de la remuneración del servicio complementario de “Black Start”.

4.4.1 Lecciones para Colombia del modelo californiano

El modelo californiano es en la actualidad duramente cuestionado debido a la crisis que enfrentan desde el año 2000, la cual se compone de un alto precio de la electricidad y apagones que tienden a extenderse durante la estación de verano.

En California existe un mercado a parte para los servicios complementarios, el servicio en especial de "Black Start" es remunerado bajo subastas anuales, la fórmula exacta de remuneración fue mostrada en el capítulo 3.

Ventajas del caso californiano

- La subasta es un mecanismo utilizado en casi todos los mercados del mundo para asignar los precios del mercado, debido a que se incrementa la competencia, puesto que un proceso de subasta es abierto y público, lo que permite que todos los agentes del mercado sean participantes potenciales.
- En una subasta se logra un precio más óptimo y competitivo, debido a la participación en igualdad de condiciones de un mayor número de vendedores.

Desventajas del caso californiano

- El servicio de arranque autónomo es manejado por los coordinadores de la programación y el Cal-ISO, los cuales están organizados por directorios, estos directorios incluye demasiados miembros, representantes de todas las partes involucradas, volviendo el esquema bastante lento en cuanto a la toma de decisiones.
- El pago del servicio está compuesto por dos componentes una remuneración fija mensual y otra en el caso de que ocurra un apagón. Este aspecto puede ser negativo, porque de alguna manera se está incentivando a que el sistema incurra en eventos que necesiten el servicio de arranque autónomo, además en las dos partes existe una porción que incentiva la buena prestación del servicio de "Black Start", situación que lleva a redundar en beneficios económicos para los generadores.
- La remuneración hecha en caso de que ocurra un colapso total o parcial, esta compuesta por dos aspectos: la energía suministrada por la planta con arranque autónomo y los gastos incurridos debido a la operación. En cuanto a la energía utilizada si existen varias

plantas que puedan prestar el servicio, el operador del sistema puede demorarse decidiendo cual planta le ofrece un valor de energía más económico, en momentos en que el tiempo es apremiante debido a las consecuencias económicas y sociales que acarrea un apagón. Segundo, entre los factores tenidos en cuenta para saber los costos totales en que incurre un generador que quiere prestar el servicio de arranque autónomo es el de operación, por lo que se estaría pagando dos veces por el mismo servicio.

- Las subastas favorecen la colusión, debido a que los grandes generadores tendrían poder de mercado y por lo tanto pequeñas plantas se verían en desventaja y muy seguramente no podrían recuperar su inversión. Además, hay que tener en cuenta que en el momento de que ocurra un evento que necesite el servicio de "Black Start", solamente las plantas con arranque autónomo que estén ubicadas dentro del área operativa donde se presento el evento pueden prestar el servicio, por lo que es peligroso no incentivar equitativamente el servicio de "Black Start".

4.4.2 Lecciones para Colombia del modelo PJM

Este modelo está organizado en torno a un regulador de mercado y un operador técnico y económico del sistema (PJM-ISO), que recibe ofertas de todos los generadores y produce un mecanismo de entrega de precios cada 5 minutos. La resultante del proceso PJM es el cálculo de los Precios Marginales Localizados (LMP) de los siguientes 5 minutos, para cada uno de los más de 2.000 nodos bajo el control del operador PJM. Este método se conoce como Nodal Mode, y es el opuesto al Zonal Mode que se usa en California.

Ventajas del caso PJM

- La remuneración del servicio de "Black Start" es tipo tarifa por el precio, con una formula muy sencilla lo que simplifica la labor del operador del sistema al hacer las asignaciones económicas correspondientes.
- La tarifa no es homogénea para todos los participantes debido a que en la formula existe una componente llamada costos fijos, la cual esta compuesta entre otros, por un factor que reconoce cual es la proporción del sistema que cada planta con "Black Start" en caso de un colapso puede ayudar a restablecer. Este aspecto es muy positivo puesto que las plantas con mayor capacidad van a recibir mejor remuneración lo que aumenta la

probabilidad de que las plantas con mayor responsabilidad van a responder adecuadamente en el momento en que sean necesarias.

Desventajas del caso PJM

- Las plantas que presten el servicio de “Black Start” reciben la remuneración anualmente, por lo que las pruebas de funcionamiento exigidas por PJM-ISO también son cada año. Un año es un periodo de tiempo muy extenso para un servicio que involucra equipos con un nivel de mantenimiento mínimo de 4 veces por año, además la probabilidad de utilización es muy baja, por lo que a falta de presiones, se corre el riesgo de que en caso de un evento existan plantas que no estén en las condiciones exigidas para prestar el servicio.
- Entre los costos de operación, el PJM-ISO remunera los costos de arranque y parada, independiente del costo de generación. Debido a que este servicio se requiere muy pocas veces, el costo de arranque y parada debería ser considerado como despreciable.

4.4.3 Lecciones para Colombia del modelo australiano

El mercado australiano es un mercado muy proactivo puesto que remunera el arranque autónomo como dos servicios por separado, esperando que los generadores no restrinjan el restablecimiento del sistema a conectar las plantas generadoras a la red de transmisión sino involucrarse en el servicio hasta conectar a la red de distribución los usuarios finales.

Ventajas del caso australiano

- Las plantas que prestan el servicio primario de arranque autónomo son remuneradas con mejores ingresos, por lo que las plantas que prestan el servicio secundario se esmeran por llegar a conseguir los niveles requeridos de confiabilidad y disponibilidad, y así poder prestar el servicio primario.

Desventaja del caso australiano

- Al existir dos tipos de contratación en el servicio complementario de “Black Start”, los procesos de negociación, registro y liquidación se duplican, aumentando considerablemente los costos de transacción.

- Por otro lado, en un mercado eléctrico como el colombiano, donde existen empresas comercializadoras con vinculación económica directa o indirecta con empresas generadoras y distribuidoras, las cuales, a su vez, atienden una proporción importante del mercado como comercializadoras, se presenta un riesgo permanente de discriminación o de abuso de posición dominante en la contratación bilateral, como la repartición de mercados entre agentes.
- El declarar el servicio de "Black Start" un bien público puro trae problemas serios al mecanismo de mercado, puesto que usuarios no van a valorar objetivamente sus beneficios reales. El problema es que si todos los usuarios se comportan de esta manera entonces el efecto total será una demanda baja por lo que se traduciría en poca necesidad del suministro del servicio.
- En Australia, el Mercado Eléctrico Nacional (NEM por sus siglas en inglés), está regido por una serie de resoluciones donde se exige que la principal característica del servicio de arranque autónomo sea la eficiencia. Y en la estructura principal de un mercado eficiente no se concibe que si un usuario no paga se deba excluir del servicio, debido a la misma propiedad de bien público estimada para el servicio de "Black Start", donde es cero el costo marginal de prestar el servicio a un usuario más. Por lo tanto en un esquema de mercado excluir usuarios es un esquema ineficiente.
- En la actualidad el servicio de "Black Start" es remunerado teniendo en cuenta el costo marginal, señal inapropiada debido a que este costo oculta el verdadero valor por no tener en cuenta el costo de oportunidad y los altos costos de mantenimiento y operación, porque para poder prestar el servicio de arranque autónomo se necesita una infraestructura muy grande por lo tanto los costos fijos tienden a ser muy altos.

Este análisis se realizó con el fin de plantear una propuesta remunerativa para el caso del SIN, teniendo en cuenta las características particulares del sistema interconectado colombiano y la estructura comercial del mercado energético nacional.

5. PROPUESTA REMUNERATIVA PARA EL SERVICIO DE "BLACK START" EN EL SIN

El deseo de remunerar el servicio complementario de "Black Start" en Colombia, obedece no sólo a un afán de contar con plantas con arranque autónomo que puedan prestar el servicio en caso de un colapso. La remuneración también logra que se pueda exigir más confiabilidad, seguridad y calidad en los equipos, además de incentivar a los agentes generadores a que inviertan y participen activamente en cada periodo de contratación.

Además, tanto el administrador del sistema como el operador deberán realizar estudios técnicos y económicos con el fin de desarrollar y reglamentar de manera acertada la implementación del servicio de "Black Start" en el SIN.

La metodología propuesta en esta tesis, está basada en la utilización de contratos bilaterales por cada área operativa.

El administrador del sistema será el ente encargado de definir el valor adecuado para la implementación del servicio en cada área de análisis y el operador del sistema con base en las ofertas de los agentes generadores y en parámetros técnicos deberá definir cuales son los agentes a los cuales se les adjudicará los contratos.

En este capítulo se explica detalladamente la manera propuesta para implementar el servicio complementario de "Black Start" en el sistema interconectado colombiano.

5.1 ASPECTOS GENERALES

Los agentes generadores que deseen prestar el servicio de "Black Start" en el SIN deberán firmar un acuerdo bilateral con el operador del sistema que formaliza la operación de unidades con arranque autónomo. De esta manera, el servicio de "Black Start" sería un servicio complementario reconocido por el mercado energético colombiano y por lo tanto el SIN estaría más preparado para afrontar cualquier evento que obligue a una porción o a todo el sistema a salir de servicio.

Para poder reglamentar el servicio complementario de "Black Start es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos básicos:

- Aspectos técnicos: En este tópico se incluyen las restricciones técnicas que deben cumplir las plantas con arranque autónomo, las cuales dependen de las características propias del sistema colombiano y las pruebas de certificación que deben superar cada una de las plantas antes de presentar sus ofertas al operador del sistema. Estas pruebas deberán ser establecidas por la CREG y posteriormente ser realizadas por el operador del sistema.
- Aspectos comerciales: Son las ofertas que los agentes generadores entregan al operador del sistema donde cada uno evalúa los costos que les demanda la prestación del servicio. El operador del sistema deberá establecer un formato de costos con el fin de homogenizar las ofertas presentadas. Las ofertas deberán ser entregadas en una fecha establecida por el administrador del sistema, tipo licitación para evitar cualquier acto que atente contra la competencia justa.
- Remuneración: En este aspecto se tiene en cuenta la metodología utilizada para encontrar el valor del monto del contrato por área operativa, además se define quienes deben pagar por el servicio y como debe hacerse el recaudo del mismo.

5.2 **RESTRICCIONES TÉCNICAS** [Serrano 2002]

Entre las restricciones técnicas que deben cumplir las plantas que deseen prestar el servicio de "Black Start" en el sistema colombiano están:

- Ser capaz de operar en condiciones de red aislada dentro de los 30 minutos siguientes a la instrucción impartida por el operador.
- Tener la disponibilidad de arrancar, de ser necesario, por lo menos 3 veces en menos de 24 horas.
- Contar con reserva de combustible para operar por lo menos 24 horas continuas.
- Mantener la frecuencia dentro de los rangos prescritos (59,8 a 60,2 Hz) y controlar la tensión a través del manejo de potencia reactiva.

5.3 PRUEBAS DE CERTIFICACIÓN

El generador que desee certificarse como elegible por el operador del sistema deberá demostrar no sólo que posee los equipos adecuados, además deberá someterse a pruebas técnicas antes y durante el periodo de contratación. A continuación se describe el procedimiento para verificar la capacidad de arranque autónomo de las plantas que deseen prestar el servicio de restablecimiento en el SIN:

- El generador en referencia debe estar sincronizado y suministrando energía al SIN.
- Todas las máquinas diesel u otras máquinas asociadas al proceso de restablecimiento deben estar desenergizadas, al igual que los servicios auxiliares de las mismas.
- Se procede a bajar la generación de la unidad o planta en prueba hasta que esté completamente descargada y se desconecta del SIN. También se desconectan todos los suministros de corriente alterna y servicios auxiliares de la unidad o planta en prueba.
- Se arranca la máquina diesel o aquella que esté designada para iniciar el restablecimiento. Se energizan los servicios auxiliares de la unidad en prueba y se arranca hasta alcanzar la velocidad sincrónica.
- Se sincroniza la unidad al SIN pero se deja girando en vacío durante un lapso de cinco minutos y se procede a restablecer la generación que indique el programa de despacho a menos que el operador del sistema indique otro valor de generación.

El generador incumple la prueba de restablecimiento si la unidad no está sincronizada al sistema en el tiempo declarado por el operador del sistema [CREG 025 1995].

Cada prueba de certificación deberá anexar la siguiente información:

- Tiempo de respuesta: Tiempo transcurrido entre el momento en el cual la subestación de generación se encuentra aislada del sistema y momento en el cual se cierra el interruptor de unidad de generación con el fin de poner referencia de tensión en las barras.
- Disponibilidad de los sistemas "Black Start": El operador del sistema deberá registrar el porcentaje de confiabilidad de cada unidad generadora, teniendo en cuenta el

funcionamiento de la planta de emergencia, barraje de transferencia, sistema de protección y sistema de control.

- Toma de carga: Capacidad de atender bloques de demanda instantánea controlando la frecuencia para que oscile entre 59,8 a 60,2 Hz [CNO 2003].

Para las plantas generadoras que tengan despacho continuo se podrá utilizar la simulación de ausencia de tensión, usando las conmutaciones propias de los interruptores de los servicios auxiliares.

El operador del sistema exigirá a cada agente generador anexar a su oferta económica por la prestación del servicio de "Black Start", el certificado donde conste su óptimo funcionamiento. Igualmente los agentes generadores a los cuales se les adjudique los contratos por área operativa, deberán someterse a pruebas periódicas, programadas con anticipación por el operador del sistema.

5.4 OFERTAS PARA PRESTAR EL SERVICIO DE "BLACK START"

Los agentes generadores que deseen prestar el servicio de arranque autónomo y resulten elegibles debido a la aprobación de las pruebas de certificación, deberán presentar al operador del sistema sus aspiraciones económicas por el periodo correspondiente al contrato bilateral.

Cada agente generador deberá tener en cuenta en su oferta sólo los equipos necesarios para poder prestar el servicio de arranque autónomo. En la Tabla 2 se listan de forma generalizada los equipos primordiales para poder prestar el servicio de arranque autónomo.

En el capítulo 3 se bosqueja la forma en que es remunerado el servicio de "Black Start" y analizando las fórmulas tarifarias, es evidente que en todos los países no solo se remunera la prestación del servicio sino que además se debe incentivar económicamente la disponibilidad de las plantas con "Black Start" debido a que este servicio no es utilizado periódicamente y por lo tanto se presentarían señales de poca inversión en adquisición y mejoras de equipos con arranque autónomo.

Además, los agentes generadores deben considerar los siguientes elementos para poder cuantificar el precio de prestar el servicio de "Black Start" se encuentran:

- Gastos por depreciación de equipos.
- Gastos de administración, operación y mantenimiento.

- Tasa de retorno a la inversión.

Tabla 2. Equipos necesarios para prestar el servicio de “Black Start”

PLANTA DE EMERGENCIA	Generador
	Motor primario
	Sistema de arranque
	Sistema de control y protección generador y motor
	Sistema control de transferencia
	Sistema de combustible
BARRAJE DE TRANSFERENCIA	Barraje conectores
	Interruptores
	Seccionadores
	Control y cheque de sincronismo
	Protección
	Transformadores de potencia
	Circuitos de fuerza
	CCM dedicados a Black Start
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	Barrajes conectores
	Interruptores
	Seccionadores
	Control y cheque de sincronismo
	Protección
	Circuitos de fuerza
	Circuitos de alimentación
	Transformadores de potencia
SISTEMA DE CORRIENTE CONTINUA	Rectificadores y bancos de baterías
SISTEMA DE COMUNICACIONES RESPALDO	

5.4.1 Gastos por depreciación de equipos:

Con excepción de los terrenos, la mayoría de los activos fijos tienen una vida limitada, es decir, ellos serán de utilidad por un número limitado de periodos contables futuros. La depreciación se define como el desgaste, el deterioro, el envejecimiento y la falta de adecuación u obsolescencia que sufren los bienes tangibles a medida que pasa el tiempo.

Cada prototipo de arranque autónomo utiliza cierta variedad de equipos, los cuales tiene diferentes años de vida útil, a continuación la Tabla 3 muestra los años de vida útil de los equipos utilizados en el tipo de generación auxiliar que corresponde a pequeñas plantas hidroeléctricas que se asocian por su cercanía con grandes plantas.

Tabla 3. Vida útil de los equipos auxiliares [NEEMCO 2005]

EQUIPO	TIEMPO DE VIDA ÚTIL (AÑOS)
Motor DC	20
Rectificador de tiristores	10
Banco de baterías	10
Regulador de velocidad	15
Bombas de refrigeración	20
Controladores DC	20

Como se observa en la Tabla 3, los años de vida útil oscilan entre los 10 y 20 años, en los casos en que existen diferentes depreciaciones, para hacer un modelado de la inversión se asume el del equipo con más trascendencia, indudablemente en el momento de un autoarranque si falla cualquier equipo puede generarse retrasos importantes para el enlace con el SIN, sin embargo en este caso el equipo que finalmente abre el by_pass para que se puedan alimentar los servicios auxiliares es el motor dc, por lo tanto 20 años sería el valor de la depreciación para prestar el servicio de "Black Start".

5.4.2 Gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM):

Son aquellos en los que se incurren aunque el sistema de black start no opere. Estos gastos comprenden sueldos y salarios, suministros de oficina, seguros, impuestos, reparaciones, entrenamiento del personal, arranques de pruebas y combustible.

No se deben incluir los gastos cuando se requiera el sistema de arranque autónomo puesto que son despreciables, debido a que este servicio se requiere muy pocas veces, estadísticamente se dice que un apagón que conlleve a la utilización de "Black Start" en el país ocurre cada 10 años.

En la Resolución CREG 082 de 2002 en el anexo 1, se determinan los costos anuales por el uso de los activos del SIN, entre los que se encuentra los gastos anuales de administración, operación y mantenimiento, estos gastos se estiman con la siguiente expresión:

$$AOM_{j,n} = \sum_{k=1}^{NT_{j,n}} \left[(FA_n + FAS_i) * CR_i * PU_i \right] + FA_n * \sum_{i=1}^{NSN_j} CR_i * \frac{Ds_{j,n}}{Ns_j} \quad (5.1)$$

Donde:

n : Niveles de tensión 4, 3 ó 2.

$NT_{j,n}$: Número total de unidades constructivas reportadas por el OR j , para el Nivel de Tensión

FA_n : Fracción máxima del Costo de Reposición que se reconoce como gasto anual de administración, operación y mantenimiento en el Nivel de Tensión n , así:

Nivel de Tensión (n)	Tensión Nominal	FA_n
4	57.5 kV – 220 kV	0.02
3	30kV - 57.5 kV	0.02
2	1 kV – 30 kV	0.04

FAS_i : Fracción adicional del Costo de Reposición de la Unidad Constructiva i , que se reconoce como gasto anual de administración, operación y mantenimiento para activos en zonas de contaminación salina. Su valor es 0.005.

Para reconocer sobre una Unidad Constructiva el porcentaje adicional de AOM por contaminación salina, esta debe ubicarse dentro de las regiones en las cuales se reconoció dicha condición en el período tarifario 1997-2002.

CR_i : Costo de Reposición a nuevo para la unidad constructiva i .

PU_i : Fracción del costo de la Unidad Constructiva i que es remunerada vía cargos por uso de los STR o SDL.

NSN_j : Número total de Unidades Constructivas reportadas por el OR j , que no están asociadas con un Nivel de Tensión específico.

Ns_j : Número Total de Niveles de Tensión distintos al Nivel de Tensión 1 (máximo 3), para los cuales el OR j reporta activos de uso.

$D_{s,j,n}$: Variable que toma los valores 1 ó 0. Su valor es 1 cuando el OR j reporta activos de uso para el Nivel de Tensión n [CREG 082 de 2002].

Se podría pensar en estandarizar este gasto para todas las plantas que quieran prestar el servicio de "Black Start", ya que el mercado colombiano no es auditado como el chileno, argentino, inglés entre otros, donde se verifican los datos que los generadores envían al ente regulador, por lo que en Colombia se podría especular con este precio. Una forma de normalizar el AOM es estimarlo como un porcentaje de la inversión, dicho porcentaje no debe superar el 5% debido a la baja utilización esperada.

5.4.3 Tasa interna de retorno (TIR):

En todos los criterios de decisión, se utiliza alguna clase de índice, medida de equivalencia, o base de comparación capaz de resumir las diferencias de importancia que existen entre las alternativas de inversión y escoger la que garantice mejor rendimiento neto anual por cada peso invertido.

En la Resolución CREG 013 de 2002, se describe los parámetros, metodología de cálculo y ajuste de la TIR, sugiriendo un valor del 16.06%.

5.4.4 Evaluación de la oferta

El operador del sistema entregará un formato de costos, el cual consiste en un listado predefinido donde se le informa al agente generador cuales son los equipos que son tenidos en cuenta como equipos indispensables para prestar el servicio de "Black Start" y por lo tanto son los únicos que deberá incluir en su oferta económica.

El operador del sistema será el ente encargado de negociar con los agentes generadores interesados en prestar el servicio de arranque autónomo en cada área operativa.

El número de agentes generadores necesarios para suplir las necesidades del servicio dependerá de la capacidad de "Black Start" requerida para restablecer el área de análisis, teniendo como base el peor escenario, el cual corresponde a eventos que obligan a toda la demanda a salir de servicio.

- El operador del sistema deberá determinar la combinación más económica para el SIN, analizando la oferta y disponibilidad de cada agente generador.

- Para optimizar la evaluación de las ofertas, se deberá adicionar al criterio de evaluación un estudio por área operativa que determine la porción del sistema que cada planta "Black Start" puede ayudar a restablecer. Esta información es muy importante, puesto que aumenta la confiabilidad al remunerar las plantas que por localización y/o características propias aseguran más estabilidad en caso de un colapso.

Los agentes generadores que por diferencias económicas no sean seleccionados para prestar el servicio de "Black Start" y cumplan con todas las pruebas requeridas podrán ser parte de la provisión de reserva. Esta provisión será repartida en varias plantas "Black Start", con una proporción máxima del 50% de la cantidad de MW necesaria en caso de que ocurra un desmembramiento de la demanda total.

Los agentes generadores que hacen parte de la provisión de reserva se les reconocerá los costos netos por mantenimiento de las plantas "Black Start" y en caso de que ocurra un colapso y sea necesario que presten el servicio, recibirán además el dinero correspondiente al periodo a facturar que iba a recibir el agente o los agentes a los cuales se les adjudicó originalmente el contrato bilateral.

5.5 DETERMINACIÓN DEL MONTO DEL CONTRATO

El monto del contrato será calculado por el administrador del sistema y será repartido entre el número de agentes generadores a los cuales se les adjudicó el contrato por área operativa.

Para determinar este valor se deberá realizar un estudio de las características específicas de cada área operativa, entre las cuales se encuentran:

- Cantidad de demanda existente, porcentaje de tipo residencial, comercial e industrial, así como el crecimiento anual de la misma.
- Tipo de generación predominante entre las plantas con "Black Start", con el fin de poder valorar la potencia de los servicios auxiliares.
- Costos fijos incurridos por los agentes generadores que deseen prestar el servicio de arranque autónomo.

La fórmula general es mostrada a continuación:

$$MONTO_{it}(\$) = [(DISBST_{it} * PDISBS_{it}) + (CBST_{it})] * (1 + Fm) \quad (5.2)$$

Donde:

$DISBST_i(MW) =$ Disponibilidad de "Black Start" requerida por el área operativa, en el periodo contratado t.

$PDISBS_i(\$/MW) =$ Precio al que se pagará la disponibilidad en "Black Start" en el área operativa i, en el periodo contratado t.

$CBST_i(\$) =$ Costos incurridos por los agentes generadores por estar disponibles para poder prestar el servicio de "Black Start" en el área operativa i, en el periodo contratado t.

$Fm =$ Factor relacionado con la porción del sistema que cada planta con arranque autónomo puede ayudar a restablecer, este factor deberá ser evaluado por el operador del sistema

5.5.1 Energía suministrada en caso de un colapso

En caso de que ocurra un evento en algún área del sistema que obligue la utilización de la plantas con arranque autónomo, el operador del sistema programará la operación de las plantas que han sido seleccionadas para prestar el servicio. Para cada proveedor seleccionado dicha programación incluirá:

- Nombre de la planta.
- Capacidad despachada (MW).
- Precio de compra de la capacidad de "Black Start" (\$/MW).

El contrato bilateral sólo tiene en cuenta la remuneración por disponibilidad en "Black Start", en caso de que ocurra un colapso, la energía suministrada será pagada al precio de reconciliación. A continuación se muestra la manera de calcular dicho precio:

$$PR(\$/MWh) = \text{Máx}[\text{PrecioBolsa}, \text{POferta}] \quad (5.3)$$

Donde

$PR(\$/MWh) =$ Precio de reconciliación aplicado a la unidad generadora que suministro energía en momentos de colapso.

$Pr ecioBolsa(\$/MWh) =$ Precio de la bolsa establecido por el mercado mayorista de electricidad en condiciones de operación normal del SIN.

$Poferta(\$/MWh) =$ Último precio de oferta entregado por el agente generador al mercado mayorista de electricidad.

Por lo tanto la remuneración por este servicio se determina como:

$$RENBS_{ijt}(\$) = ENBS_{ijt} * PR \quad (5.4)$$

Donde:

$RENBS_{ijt}(\$) =$ Remuneración entregada a la unidad generadora i , en el área operativa j , debido a las obligaciones adquiridas en el periodo de contratación t .

$ENBS_{ijt}(MWh) =$ Cantidad de energía utilizada de la planta con capacidad de autoarranque i , la cual pertenece a el área operativa j , en el intervalo comercial t . Este valor es calculado por el operador del sistema.

$PR(\$/MWh) =$ Precio de reconciliación aplicado a la unidad generadora que suministro energía en momentos de colapso.

5.6 PENALIZACIONES

Los agentes generadores a los cuales se les adjudicó el contrato deberán estar expuestos a que el operador del sistema realice pruebas periódicas, donde se confirme el buen funcionamiento de las plantas "Black Start". Si se encuentra alguna anomalía, el agente generador no podrá recibir ningún pago hasta que por medio de otra prueba se verifique su condición actual.

En caso de ocurrir un colapso y algún agente incumpla con la óptima prestación del servicio, será suspendido sin recibir ningún tipo de remuneración hasta que por medio de las pruebas periódicas

confirme su buen funcionamiento. Además será penalizado económicamente pagando el servicio prestado por la unidad o unidades que tuvieron que reemplazarlo en la prestación del servicio.

5.7 CARGO A LOS USUARIOS

Los agentes generadores a los cuales se les adjudique los contratos por área operativa serán liquidados en pagos mensuales. Dicha cantidad será calculada por el operador del sistema para que la última cuota coincida con la culminación del periodo de contratación.

El servicio de restablecimiento será considerado un bien publico, por lo tanto todos los usuarios del SIN deberán pagar el servicio con un incremento en la tarifa de energía eléctrica.

Dicho incremento en la tarifa de energía eléctrica dependerá de la liquidación, facturación y recaudo que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) realice después de transcurrido el periodo comercial determinado y lo divide en incrementos mensuales.

El valor total por la disponibilidad y prestación del servicio de "Black Start" sería entonces:

$$VDBS_i (\$/kWh) = \frac{\sum FMONTO_{i-1} + \sum RENBS_{i-1} - \sum PBS_{i-1}}{DESIN_i} \quad (5.5)$$

Donde:

$VDBS_i (\$)$ = Valor a incluir en la formula tarifaria correspondiente al mes i.

$FMONTO_{i-1} (\$)$ = Fracción del monto del contrato de cada área operativa correspondiente a la liquidación del mes i-1.

$RENBS_{i-1} (\$)$ = Remuneración entregada a las plantas generadoras por cada área operativa, que por causa colapso debieron prestar el servicio de arranque autónomo.

$PBS_{i-1} (\$)$ = Penalizaciones realizadas a los agentes generadores en cada área operativa.

$DESIN_i (kWh)$ = Demanda comercial del SIN en el mes i.

Para el caso de usuarios regulados los costos de prestación de servicio de energía eléctrica están definidos en forma unitaria (\$/kWh), la formula general se muestra a continuación:

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + T_{m,t,z}}{(1 - PR_{n,t})} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t} \quad (5.6)$$

Donde:

n	Nivel de tensión.
m	Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.
T	Años transcurridos desde el inicio de la aplicación de la fórmula ($t= 0, 1, 2, 3, 4$).
Z	Zona eléctrica a la cual pertenece el comercializador, de acuerdo con la metodología vigente para los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional.
CUn,m,t	Costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n, correspondiente al mes m del año t.
Gm,t	Costos de compra de energía (\$/kWh).
T m,t,z	Costo promedio por uso del STN (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t en la zona z.
Dn,m	Costo de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m.
O m,t	Costos adicionales del mercado mayorista (\$/kWh), correspondiente al mes m del año t.
PR n,t	Fracción (o Porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n, reconocidas para el año t.
Cm,t	Costo de comercialización (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t [CREG 031/97].

En el término, $O_{m,t}$ Costos adicionales del mercado mayorista, es donde se le debe sumar el costo calculado por el ASIC para adicionar a cada usuario debido a la implementación del servicio de "Black Start".

En el caso de usuarios no regulados pueden cancelar al comercializador anualmente el costo total del servicio.

El ejercicio de cálculo del costo total de la prestación del servicio teniendo como base los valores de diseño de los consumos de los servicios auxiliares de las 29 plantas "Black Start" ya fue realizada en otra investigación y dio como resultado menos de un peso por cada kWh transado en bolsa, este un valor imperceptible lo que hace viable la prestación del servicio [Rodríguez 2005].

6 MODELAMIENTO DE LA REMUNERACIÓN DE LAS PLANTAS “BLACK START ”

La industria eléctrica es una industria dinámicamente compleja e inestable, caracterizada por grandes retardos, múltiples realimentaciones y relaciones muy estrechas entre los reguladores, los generadores y los consumidores. Por lo tanto es necesario buscar una aproximación metodológica apropiada que permita apoyar el diseño de políticas y evaluar el impacto que ellas tengan en el comportamiento del mercado [Dyner 1993].

Entre las aproximaciones utilizadas para la evaluación de sistemas complejos que presentan alta incertidumbre, se encuentra la dinámica de sistemas. En la actualidad existen varias herramientas computacionales que utilizan los conceptos de dinámica de sistemas, entre ellas el software Powersim, el cual permite de manera sencilla simular el comportamiento de cualquier sistema en diferentes escenarios, que permiten hacer inferencias sobre el comportamiento del futuro y aprender sobre la dinámica del mismo.

En este capítulo se explica el modelado de la remuneración de las plantas con autoarranque o “Black Start” utilizando la dinámica de sistemas, mediante la herramienta Powersim.

6.1 GENERALIDADES

Un sistema es un objeto dotado de alguna complejidad, formada por partes coordinadas, de modo que el conjunto posea una cierta unidad, donde todos los elementos interaccionan juntos ya que continuamente se afectan unos a otros para llegar a una meta común. Es algo que se percibe como su identidad que lo distingue de lo que la rodea, y que es capaz de mantenerse a lo largo del tiempo y bajo entornos cambiantes.

El análisis de un sistema consiste en su disección, al menos conceptual para establecer las partes que lo conforman. Sin embargo, realizar únicamente su análisis no es suficiente, no basta con saber cuáles son sus partes. Para comprender su comportamiento se necesita saber cómo se integran; cuales son los mecanismos mediante los que se produce su coordinación, cómo se

produce la síntesis de las partes en el sistema, en resumen, se necesita saber las consecuencias dinámicas de las interacciones entre los componentes del sistema.

Cada modelo es una representación de un sistema, y la relación entre sus elementos, pero, para que el modelo sea útil, debe estar orientado a resolver un problema en particular a un nivel de simplificación tal que lo permita, sin llegar a ser un espejo detallado de todo el sistema [Sterman 2000].

El proceso de modelado consiste en el conjunto de operaciones mediante las cuales, se analiza toda la información que se dispone con relación al proceso, luego se depura con el fin de poderla reducir a sus aspectos esenciales y reelaborarla de modo que pueda ser transcrita al lenguaje utilizado en la dinámica de sistemas. De una forma general se puede decir que en el proceso de desarrollo de un modelo se hallan envueltas tres fases principales:

- Conceptualización: La primera fase consiste en la obtención de una perspectiva y una comprensión mental de un cierto fenómeno del mundo real.
- Formulación del modelo: Esta fase corresponde al momento en que los elementos del modelo intuitivo manejados en la primera fase, son adaptados a un lenguaje formal propio de la herramienta computacional utilizada.
- Evaluación del modelo: En esta fase se realiza el análisis del mismo, así como su sometimiento a varios criterios de aceptabilidad.

A continuación, la Figura 10 ilustra las fases en las que se divide el proceso de modelado de una forma más completa y además con flechas se presenta el orden que se debe seguir en el momento que se escoja la dinámica de sistemas como herramienta para analizar determinado problema. Las flechas de la periferia muestran que en cualquier fase del modelado se puede dar el caso de volver a la fase anterior o anteriores.

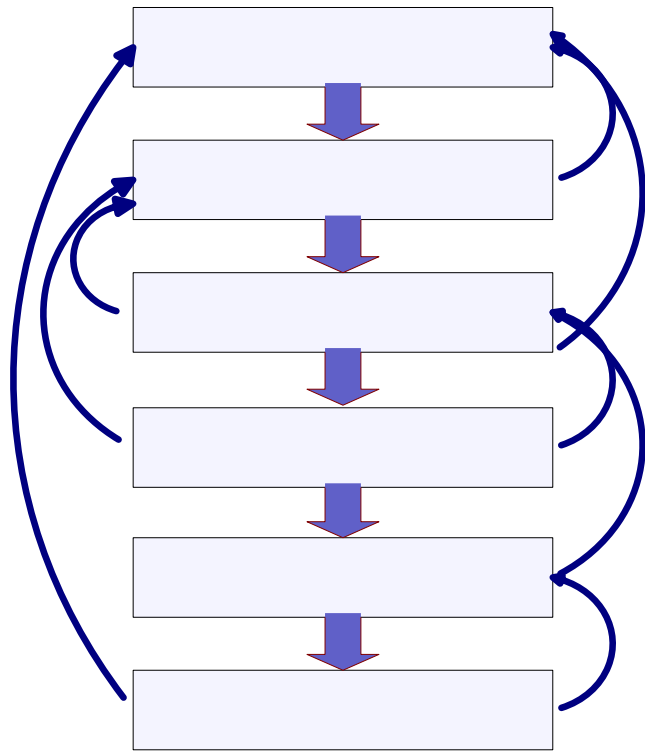


Figura 10 Fases en la construcción de un modelo [Aracil 1995].

6.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El problema que se trata de analizar es el impacto técnico y económico que produciría remunerar el servicio de Black Start o arranque autónomo utilizando como arquitectura de mercado los contratos bilaterales.

El objetivo básico de un sistema de generación de energía eléctrica es asegurar un cubrimiento económico y confiable de la demanda de energía y potencia a lo largo de un horizonte de planeamiento. En este esquema, el de la operación óptima es un problema cuyas variables cambian de forma continua en el tiempo. Aún más, variables como la hidrología, la demanda, la disponibilidad de las plantas, los costos del combustible y los precios, están sujetas a incertidumbre.

En el capítulo 3 se hizo un bosquejo de las diferentes maneras que existen en el mundo para remunerar el servicio complementario de "Black Start", se pudo observar que en varios países utilizaban los contratos bilaterales, sin embargo el tiempo de duración del contrato bilateral difería en cada estructura de mercado, por lo tanto se desea modelar el comportamiento del sistema en

DEFINICIÓN

CONCEPTO

FORMA

COMPOSICIÓN

EVALUACIÓN

EXPLORACIÓN

un rango que va desde un año hasta 10 años para poder determinar cual sería el tiempo más apropiado de duración de los contratos bilaterales, donde se mantenga un buen nivel de competencia en cada periodo de contratación, lo que garantiza un país preparado para que en caso de apagón, el servicio se restablezca lo más rápido posible, sin que por ello el mercado energético se vea afectado al incurrir en costos altos e innecesarios de negociación, administración y ejecución reflejo de un número excesivo de contratos bilaterales.

Otro aspecto relevante en el estudio de la remuneración del servicio de "Black Start" es el monto del contrato, la cantidad exacta por área operativa deberá ser calculada por el administrador del sistema de potencia teniendo en cuenta las siguientes características:

- Demanda de energía.
- Costos por prestar el servicio de arranque autónomo o "Black Start".
- Disponibilidad de arranque autónomo o "Black Start".

Además el operador del sistema de potencia deberá realizar un estudio posterior donde se especifique cuantas son las plantas con autoarranque mínimas para asegurar el óptimo restablecimiento del sistema en caso de que ocurra una contingencia en cada área operativa.

Es importante hacer la aclaración que dinámica de sistemas es una técnica de simulación donde no se encuentran valores óptimos, puesto que para tal fin se utilizan técnicas de solución analítica entre las cuales se encuentra la técnica de programación lineal. Con dinámica de sistemas lo que se puede encontrar son diferentes tendencias de comportamiento del modelo debido a cambios específicos.

6.3 CONCEPTUALIZACIÓN DEL PROBLEMA

En esta fase del modelo se desarrolla una hipótesis dinámica sobre la causa del problema, dicha hipótesis debe realizarse apoyándose en un pensamiento sistémico, es decir se debe mirar el problema como un sistema compuesto por varias partes, todas las partes están interconectadas y para entender el funcionamiento de cada conexión se debe estudiar el funcionamiento global del sistema.

Al considerar un sistema dinámico como una unidad, tácitamente se asume que existen unos límites que separa esta unidad del medio en el que está incluido. Un sistema dinámico puede estudiarse como una entidad aislada del medio, que genera su propio comportamiento dinámico.

Los límites del sistema deben escogerse de manera que se incluyan en su interior aquellos componentes necesarios para generar los modos de comportamiento de interés [Sterman 2000].

Por lo tanto de un mismo problema pueden existir infinidad de modelos dinámicos puesto que los límites del modelo dependen de la identificación personal y de la comprensión mental. Así pues, los límites convierten a un modelo en un micromundo que solo refleja el comportamiento de las variables que según el problema se desea simular, sin importar que en el mundo real existan otros factores que intervienen en todo el proceso.

En el capítulo 5 se propuso un esquema remunerativo para las plantas que quieran prestar el servicio de "Black Start" en el SIN, los parámetros de dicho esquema serán utilizados para modelar el comportamiento hipotético del diagrama causal.

6.3.1 Diagrama causal [Dyner 1993]

Un modelo puede ser mental o formal. El modelo mental es aquel donde se toman las decisiones teniendo en cuenta la intuición y la experiencia, en dinámica de sistemas el modelo mental es conocido con el nombre de diagrama causal. El diagrama causal consiste en ilustrar, mediante el uso de esquemas de causa y efecto, los cambios ocasionados en una variable como consecuencia de las variaciones producidas en otra.

6.3.2 Diagrama causal del modelo remunerativo del servicio complementario de "Black Start"

El diagrama causal del modelo remunerativo será utilizado para modelar la estructura de decisión de los agentes del mercado energético colombiano, que deseen prestar el servicio de arranque autónomo. Con este modelo se pretende proponer políticas claras que logren un ajuste entre la buena participación de los agentes generadores y una prestación del servicio fiable, segura y económica.

El diagrama causal total está compuesto por cuatro bucles de realimentación, de los cuales tres son bucles de balance y uno es de refuerzo. A continuación se explicara cada bucle con el fin de justificar el comportamiento hipotético de las variables que los componen.

Los agentes generadores a los cuales se les adjudiquen los contratos por área operativa se verán afectados positivamente por el monto del contrato y por el tiempo de duración del mismo, sin embargo llega un momento en que el crecimiento de estos dos aspectos se estabiliza con el aumento del número de participantes, a continuación se explican detalladamente los bucles de balance relacionados con este argumento hipotético:

- Bucle monto del contrato - agentes prestadores del servicio: Este primer es un bucle de balance puesto que si el monto del contrato es alto, los agentes que prestan el servicio de arranque autónomo van a querer seguir prestando el servicio y en un nuevo periodo de contratación del servicio querrán volver a participar, por lo tanto crece el número de agentes que presten el servicio de "Black Start", este comportamiento va a desencadenar dos fenómenos, el aumento en la disponibilidad y la disminución en el valor ofertado por prestar el servicio de "Black Start", este último se debe a que al aumentar el número de agentes que prestan el servicio, los costos declarados de los agentes generadores tienden a disminuir con el fin de aumentar las posibilidades de que ganen el contrato bilateral, y por consecuencia en un nuevo periodo de contratación el monto del contrato va a disminuir hasta que encuentre un equilibrio entre un precio justo y una inversión atractiva. La Figura 11 muestra el primer ciclo de balance.

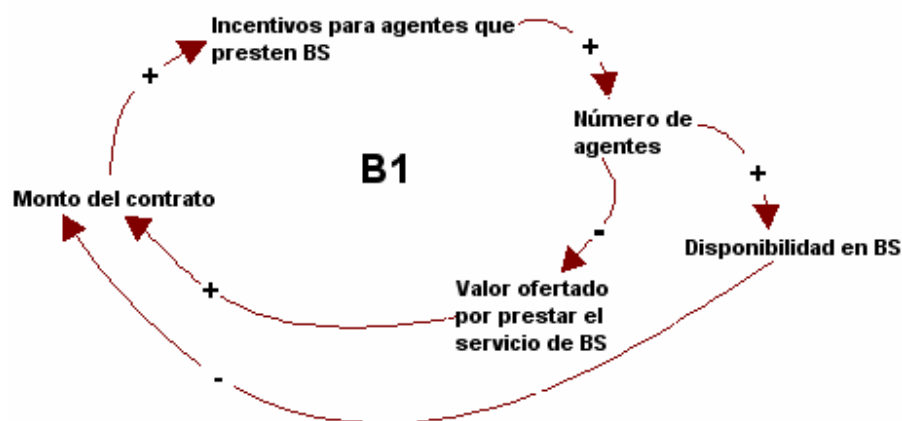


Figura 11 Primer bucle de realimentación negativa

- Bucle tiempo del contrato - agentes prestadores del servicio: La Figura 12 muestra el diagrama causal del segundo bucle de balance. Este segundo bucle, es un bucle de balance puesto que a medida que el tiempo del contrato sea más extenso, los agentes que ganaron los contratos bilaterales se sentirán con más holgura y por lo tanto más motivados para participar en un nuevo periodo de contratación, sin embargo la duración de los contratos es muy importante para asegurar un número adecuado de participantes en cada periodo de convocatoria por lo tanto la competencia será la causante de que el tiempo del contrato no siga extendiéndose y a medida que transcurran los periodos de contratación, el regulador llegará a un momento en que encuentra el punto de equilibrio.

▪



Figura 12 Segundo bucle de realimentación negativa

Los agentes generadores nuevos, ya sea porque se están presentando por primera vez, porque no han pasado las pruebas técnicas o por diferencias económicas, se sentirán interesados en prestar el servicio de "Black Start" sólo con saber que existe una cantidad de dinero que les va aportar unas utilidades, a medida que esta cantidad aumenta, también crecerá sus deseos de participar en un nuevo periodo de adjudicación de contratos.

Con el tiempo del contrato ocurre un fenómeno totalmente inverso, a medida que este elemento sea más extenso, más agentes nuevos se desmotivarán debido a que los equipos de arranque autónomo deben tener un mantenimiento permanente para poder cumplir con los requisitos técnicos, por lo tanto entre más se demore una nueva convocatoria, más será el dinero que deberán invertir en mantener los equipos en óptimas condiciones para poder ser potenciales

candidatos en un nuevo periodo de contratación. Estos dos comportamientos se plasman en dos bucles uno de balance y otro de refuerzo, a continuación se explican detalladamente:

- Bucle monto del contrato - agentes nuevos que quieran prestar el servicio: La Figura 13 muestra el tercer bucle de balance, este bucle es un bucle de balance puesto que si el monto del contrato es alto, los agentes que quieren prestar el servicio de arranque autónomo pero que no fueron favorecidos en un primer contrato, debido a que no cumplieron satisfactoriamente con las pruebas técnicas requeridas, o que sus ofertas no fueron las ganadoras, querrán intentarlo de nuevo si el negocio trae buenas entradas económicas. Este aspecto motiva el aumento del número de agentes que quieren prestar el servicio de "Black Start", desencadenándose dos comportamientos: el crecimiento de la disponibilidad en "Black Start" y la disminución del valor ofertado por prestar el servicio de arranque autónomo, debido al aumento de la oferta del servicio en cada área operativa.



Figura 13 Tercer bucle de realimentación negativa

- Bucle tiempo del contrato - incentivos nuevos agentes: La Figura 14 muestra el bucle de realimentación positiva, este cuarto bucle está conformado por 5 variables, es un bucle de refuerzo puesto que entre menor sea el tiempo del contrato adjudicado mayor serán los incentivos para los agentes que quieran competir por prestar el servicio de "Black Start" por primera vez o los que no fueron favorecidos por diferentes circunstancias, por lo tanto entre mayor sea la competencia en cada nuevo periodo de presentación de propuestas, los mismos agentes exigirán la disminución en la duración de los contratos bilaterales.



Figura 14 Bucle de realimentación positiva

El pensamiento sistémico mira el todo y las partes, la conexión entre estas, y se estudia el todo para entender las partes, por lo tanto la relación final de todas las variables las da el diagrama causal total que une todo el comportamiento hipotético que se desea estudiar para satisfacer un problema ya determinado.

En este diagrama causal podemos observar que el tiempo del contrato y el monto del contrato se ven afectados por diferentes variables y ellos a su vez son determinantes para el comportamiento tanto de los agentes prestadores del servicio como de los nuevos agentes.

Por tal razón, el administrador del sistema de potencia deberá ser muy cuidadoso en la determinación de estos dos términos debido a que un exceso en el monto del contrato sería fatal para los usuarios que terminarían pagando un valor innecesario por el servicio pero una falencia repercutiría en la pobre o nula participación de agentes, que dejarían indefenso al sistema de potencia volviéndolo vulnerable a tener altas pérdidas económicas debido a que el SIN no estaría preparado para que en el momento en que ocurriera un evento que obligara a salir del servicio a todo o a una gran porción del sistema pudiera restablecer la operación normal lo más rápido posible.

En el caso del tiempo del contrato, una desmesurada duración del contrato sería una señal clara para que se formara un monopolio entre los agentes prestadores del servicio, debido a que ningún agente nuevo se motivaría en esperar otro periodo de contratación, por tal razón la competencia y el espíritu dinámico de los contratos bilaterales se perdería.

Sin embargo, en el otro extremo además de presentarse pérdidas económicas debido al número de tramites propios de la negociación en cada área operativa, se presentarían traumatismos excesivos en la operación normal del SIN puesto que las pruebas técnica para certificar y verificar que una planta pueda prestar el servicio de "Black Start" además de tener un costo adicional, se debe realizar pruebas de arranque autónomo simulando la condición de aislamiento, aunque en el caso de plantas con despacho continuo estaría la opción de la simulación de ausencia de tensión, usando las conmutaciones propias de los interruptores de los servicios auxiliares, es mucho más fiable poder presenciar el funcionamiento del equipo de generación auxiliar de emergencia para verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos propios del SIN. La Figura 15 muestra el diagrama causal completo.

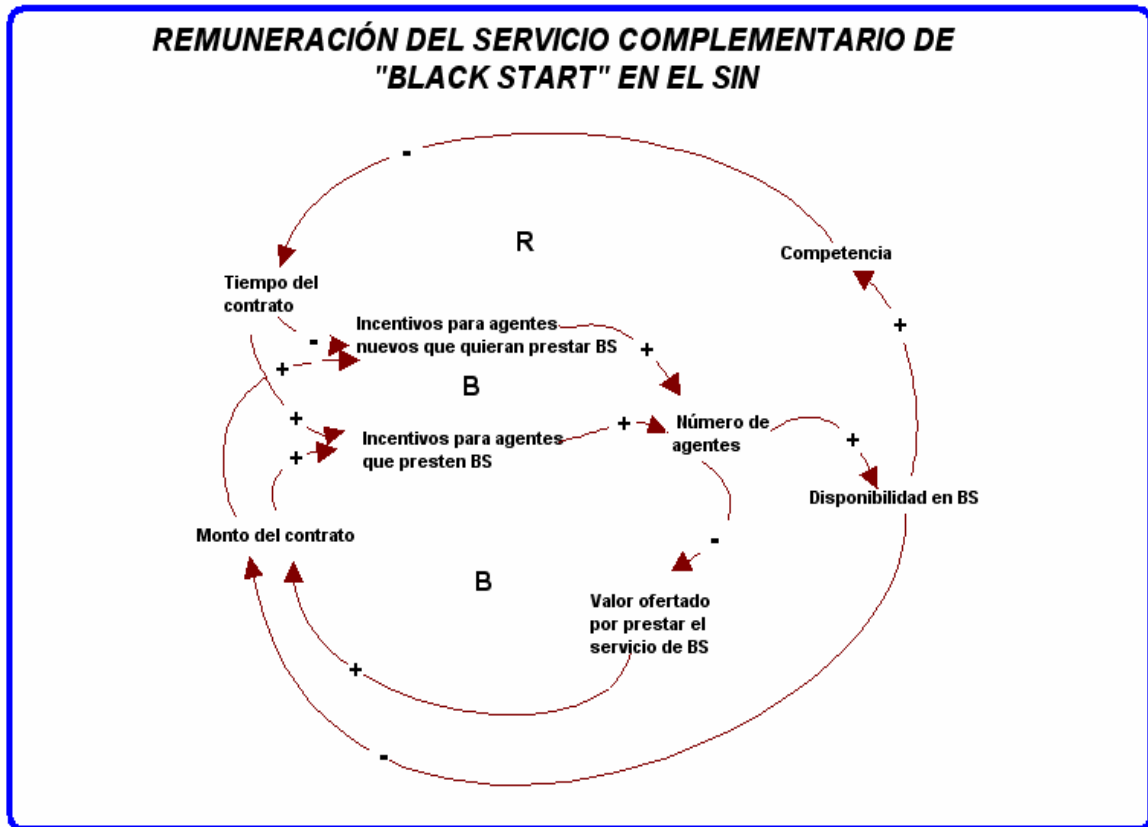


Figura 15 Diagrama causal del modelo para la remuneración del servicio complementario de "Black Start"

6.4 FORMALIZACIÓN DEL PROBLEMA

Una vez construido el diagrama causal del sistema bajo estudio se procede a la formalización del mismo con ayuda de un lenguaje formal preciso. En dinámica de sistemas este procedimiento

consiste en el establecimiento del diagrama de Forrester, a partir del cual se escriben las ecuaciones del modelo, ecuaciones que en la siguiente fase servirán para ensayar con ayuda de un software especializado el comportamiento del modelo.

6.4.1 Diagrama de Forrester o de influencia [Dyner 1993]

El modelo que se realiza en esta tesis, modela el comportamiento de los agentes generadores con plantas "Black Start" ante la propuesta de remunerar su servicio utilizando contratos bilaterales, las componentes principales de él son: El tiempo del contrato, el número de agentes que prestan el servicio de arranque autónomo en cada periodo de contratación y el monto del contrato.

Como ya se ha expresado en capítulos anteriores en Colombia, el servicio complementario de arranque autónomo o "Black Start" no ha sido reglamentado entonces no existe ningún registro de comportamiento de los agentes generadores, por tanto en la simulación se considero: las experiencias internacionales y la similitud con otros servicios.

En Colombia, la Zona Caribe está interconectada con el centro del país por medio de dos circuitos de 500kV, estos dos circuitos se ven afectados continuamente debido a acciones terroristas, por lo que está Zona queda aislada del Sistema Interconectado Nacional y depende del servicio arranque autónomo para restablecer el servicio de energía eléctrica, por esta razón fue seleccionada para simular la propuesta remunerativa.

Para entender mejor el comportamiento del sistema, se estructuró el modelo de simulación en diferentes módulos, en el anexo 1 se presentan las ecuaciones utilizadas en la totalidad del modelo de flujos y niveles.

6.4.1.1 Módulo del tiempo del contrato

Para modelar el tiempo del contrato, se consideraron varios aspectos fundamentales, como son la competencia, la cantidad necesaria de arranque autónomo en la zona, el tiempo de ajuste utilizado por el administrador del sistema, el tiempo mínimo y el tiempo máximo de contratación.

El tiempo del contrato deberá ser determinado por el administrador del sistema, teniendo como base que por área operativa se consiga una participación aceptable de los agentes generadores y unos costos razonables por concepto de negociación, contratación y los menores traumatismos posibles al buen funcionamiento del SIN debido a las pruebas técnicas relacionadas con la apertura de un nuevo periodo de contratación.

A continuación se explica el procedimiento aplicado para encontrar el valor de cada parámetro utilizado en este módulo.

- Capacidad de arranque autónomo por agente: Se realizó un promedio aritmético de la capacidad de potencia activa de las unidades de las plantas generadoras que hacen parte de la Zona Caribe. Esta media aritmética arrojó como resultado 69 MW, la Tabla 4 muestra las características actuales de las plantas generadoras que componen la Zona Caribe.

Tabla 4 Plantas generadoras Zona Caribe.

Nombre planta	Nº de unidades	Cap. (MW)	"BLACK START"
Barranquilla	2	65	N
Cartagena	2	65	N
Flores I	1 (ciclo simple)	100	N
	1(ciclo combinado)	50	N
Flores II Y III	4	65	S
Proeléctrica	2	45	S
Tebsa	10	75	N
Termocandelaria	4	75	N
Urrá	4	70	S
Termoguajira	4	80	N

- Cantidad mínima de MW de "Black Start" a contratar por área operativa: Es importante anotar que esta cantidad debe salir de un estudio que debe realizar el operador del sistema. En este estudio se debe tener en cuenta las siguientes características de la Zona: demanda máxima registrada, crecimiento de la demanda, localización de las plantas con arranque autónomo, porción del sistema que cada planta "Black Start" puede ayudar a restablecer, entre otras. Para efectos de la simulación se tuvo en cuenta la demanda pico registrada en la Zona Caribe que es de 1700 MW y se asume que se necesita un 10% de esta cantidad en capacidad en "Black Start" para poder garantizar un restablecimiento óptimo aún bajo condiciones extremas como es en un momento de demanda máxima, por lo tanto la capacidad mínima a contratar es de 170 MW.

- Tiempo mínimo del contrato: En el capítulo 3 se hizo un bosquejo de la forma en que es remunerado este servicio en el ámbito internacional. Los contratos bilaterales tenían como duración mínima un año, por esta razón será la duración mínima contemplada en el modelo.
- Tiempo máximo del contrato: Teniendo en cuenta la duración máxima de los contratos bilaterales realizados en el MEM, el valor utilizado es de 6 años.
- Tiempo de ajuste: El tiempo de ajuste será el tiempo necesario para que el administrador del sistema pueda revisar como se está comportando el mercado, si los agentes generadores que no están prestando el servicio debido a su poca motivación o a diferencias económicas, han cambiado de opinión y piensan presentarse en un nuevo periodo o si por el contrario siguen mostrando mínimo interés en participar en la prestación del servicio. Debido a que la duración inicial del contrato es de 4 años y el tiempo mínimo de un año, se tomará el tiempo de ajuste con un valor de 3 años, con el fin de que en el primer periodo de contratación si el comportamiento del mercado amerita cambios estructurales muy significativos, el administrador del sistema tenga el tiempo necesario para reorganizar todo el sistema remunerativo. La Figura 16 muestra el módulo del tiempo del contrato.

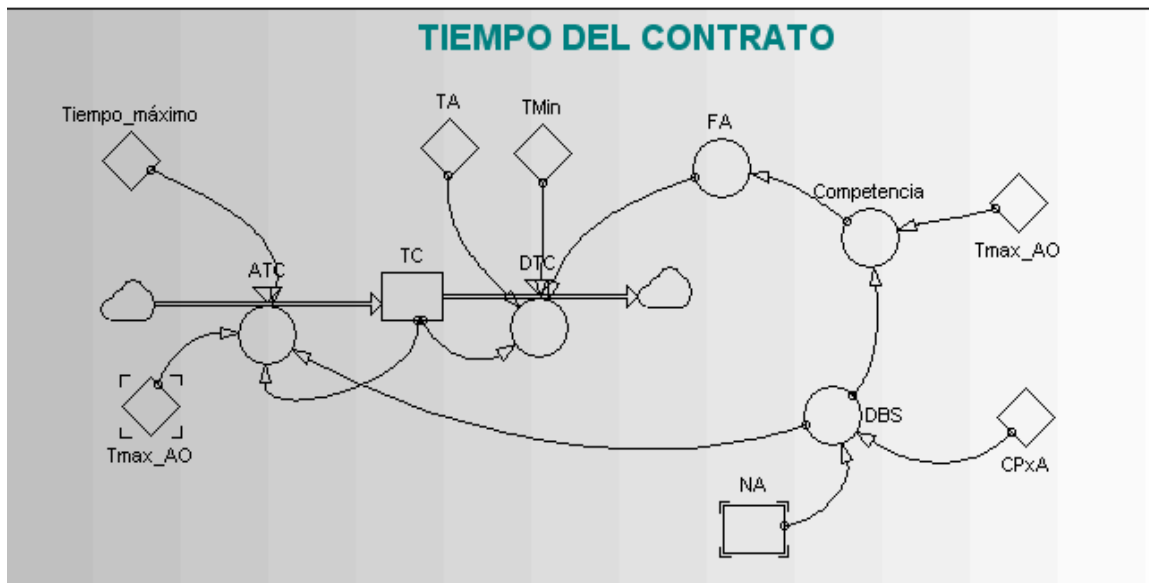


Figura 16 Modelado del tiempo del contrato.

6.4.1.2 Módulos monto del contrato

El monto del contrato es una variable muy importante dentro del dinamismo del mercado. Los agentes generadores prestadores del servicio y los agentes generadores con aspiraciones de serlo

antes de revisar cualquier requerimiento dentro del marco remuneratorio, analizan que el monto del contrato satisfaga sus proyecciones de rentabilidad durante el tiempo de prestación del servicio.

El administrador del sistema tendrá que realizar un estudio por cada área operativa, el cual refleje las características técnicas propias mencionadas en el capítulo 5, pero además deberá tener en cuenta el índice de competencia presente para garantizar dinamismo en el mercado y que la necesidad básica de "Black Start" sea satisfecha, con el fin de que el SIN este preparado para una contingencia en cualquier Zona del país.

Debido a que se debe tener en cuenta en el caso del monto del contrato estos dos criterios, se utilizó para cada análisis un modulo.

El primero está formado por los elementos que componen la fórmula tarifaria propuesta en el capítulo cinco y el segundo lo constituyen parámetros relacionados con posibles medidas que debe tomar el administrador del sistema en Zonas donde se presente poca motivación por parte de los agentes generadores en prestar el servicio de arranque autónomo o por el contrario, cuando se presenten señales de sobreoferta.

6.4.1.2.1 Primer modulo del monto del contrato

El administrador del sistema debe encontrar el valor del contrato adecuado en cada área operativa, con el fin de que los agentes generadores se interesen en estar disponibles para prestar el servicio de "Black Start" y los usuarios del SIN no perciban un aumento excesivo en la tarifa de energía eléctrica. A continuación se explica el procedimiento aplicado para encontrar el valor de los parámetros adicionales utilizados en este módulo.

- Costo de los equipos necesarios para prestar el servicio de "Black Start": En la Tabla 3 se listan los equipos indispensables para que una planta generadora pueda prestar el servicio de arranque autónomo. Debido a la dificultad de conocer la información relacionada con las especificaciones técnicas de los equipos utilizados en las plantas "Black Start" de la Zona Caribe, se partirá de la base de los valores de la potencia de los servicios auxiliares, a continuación la Tabla 5 muestra los valores de diseño de la potencia de servicios auxiliares, de acuerdo con el tipo de planta. En el caso de la Zona Caribe, las plantas generadoras que en la actualidad cuentan con equipos de arranque autónomo son: Urrá, Flores 2 y Flores 3. La primera es tipo hidráulica y las otras dos son térmicas de turbina a gas ciclo simple combustible líquido. Debido a que las térmicas tienen un porcentaje más alto y las otras plantas generadoras que hacen parte de la Zona Caribe también son térmicas, entonces el porcentaje utilizado en el modelo es de 0.26% el cual corresponde al porcentaje de consumo del tipo de las plantas Flores 2 y 3.

En el modulo del tiempo del contrato, se asume una necesidad de capacidad de "Black Start" en la Zona Caribe de 170 MW. Por lo que el producto de la necesidad de "Black Start" y la capacidad instalada de los servicios auxiliares da como resultado que en la Zona Caribe se necesitaría una planta diesel de 442 kW, por lo que el valor comercial más cercano es de 450kW.

La Tabla 6 muestra el costo en dólares de las plantas diesel, según la capacidad de generación, incluyendo factores de costo de los tableros de control y de la instalación. Por tal razón, los costos de adquisición e instalación de una planta diesel de 450 kW es de 91.300,20 USD.

Tabla 5. Valores de diseño de la potencia de servicios auxiliares, de acuerdo con el tipo de planta [Rodríguez 2004].

TIPO DE PLANTA	CONSUMO DE SERVICIOS AUXILIARES (% DE LA CAPACIDAD INSTALADA)
Hidráulica superficial	0.2
Hidráulica en caverna	0.32
Stig combustible líquido	1.25
Stig gas natural	1.13
Turbina a gas Ciclo Simple gas natural	0.26
Turbina a gas Ciclo Simple combustible liq.	0.26
Ciclo combinado gas natural	2.48
Ciclo combinado combustible líquido	2.23

Tabla 6. Valores promedio de las plantas diesel [Rodríguez 2004].

Tamaño de la planta (kW)	Valor Equipo DDP (USD)	Valor tableros de control (10% del valor)	Factor de instalación (30% del valor del equipo)	Total (USD)
300	41.523,00	4.152,30	12.456,90	58.432,20
350	46.406,00	4.640,60	13.921,80	65.318,40
400	58.883,00	5.888,30	17.664,90	82.836,20
450	64.893,00	6.489,30	19.467,90	91.300,20
500	83.969,00	8.396,90	25.190,70	118.056,60
600	84.204,00	8.420,40	25.261,20	118.485,60
750	105.794,00	10.579,40	31.738,20	148.861,60
800	109.134,00	11.000,40	32.400,20	152.534,60
900	135.786,00	13.578,60	40.735,80	191.000,40
1.000	147.100,00	14.710,00	44.130,00	206.940,00

En el numeral 5.4 se explica los elementos que deben considerar los agentes generadores para poder cuantificar el precio de prestar el servicio de arranque autónomo, además se hace una apreciación del valor que debe tomar debido a las características del servicio de arranque autónomo o porque la CREG por medio de Resoluciones así lo ha estipulado. Cada elemento representa un parámetro dentro del modelo, debido a que estos valores pueden cambiar en cualquier momento. El valor de cada requerimiento equivale a un porcentaje adicional sobre el costo de adquisición e implementación de los equipos necesarios para prestar el servicio de arranque autónomo, en la Tabla 7 se condensan dichos valores.

Tabla 7. Parámetros a tener en cuenta dentro del costo por estar disponible para prestar el servicio de "Black Start"

Gastos por depreciación de equipos	20%
Gastos de administración, operación y mantenimiento.	5%
Tasa de retorno a la inversión	16.06%

- Precio por disponibilidad: Es el precio que el administrador del sistema deberá pagar a los agentes generadores, para que mantengan los equipos de "Black Start" en óptimas condiciones, puesto que si la remuneración se hace solo cuando ocurre un evento, debido a la poca frecuencia de dichas contingencias, ningún agente generador estaría dispuesto a la prestación del servicio puesto que muy seguramente no podría ni siquiera recuperar la inversión realizada. El precio por disponibilidad deberá ser diferente según el área operativa del país, teniendo en cuenta el porcentaje de la demanda industrial del área operativa y la existencia de interconexiones internacionales, donde un colapso puede traer consecuencias económicas de mayor escala. En la Zona Caribe existe interconexión con Venezuela, si llegase a ocurrir un colapso en Colombia donde se afecte la exportación de energía ya contratada puede traer multas y repercusiones económicas por parte de Venezuela. Debido a que no se tienen un estudio previo por parte de XM (Expertos en Mercados), sobre el valor recomendado a tener en cuenta en el caso del servicio de arranque autónomo, para el proceso de modelado se tuvo en cuenta el valor del kWh transado mediante contratos de largo plazo en el mercado spot colombiano entre los agentes generadores de electricidad, en la actualidad este precio es de 78.8 USD/kWh. La Figura 17 se muestra el primer modulo correspondiente al monto del contrato

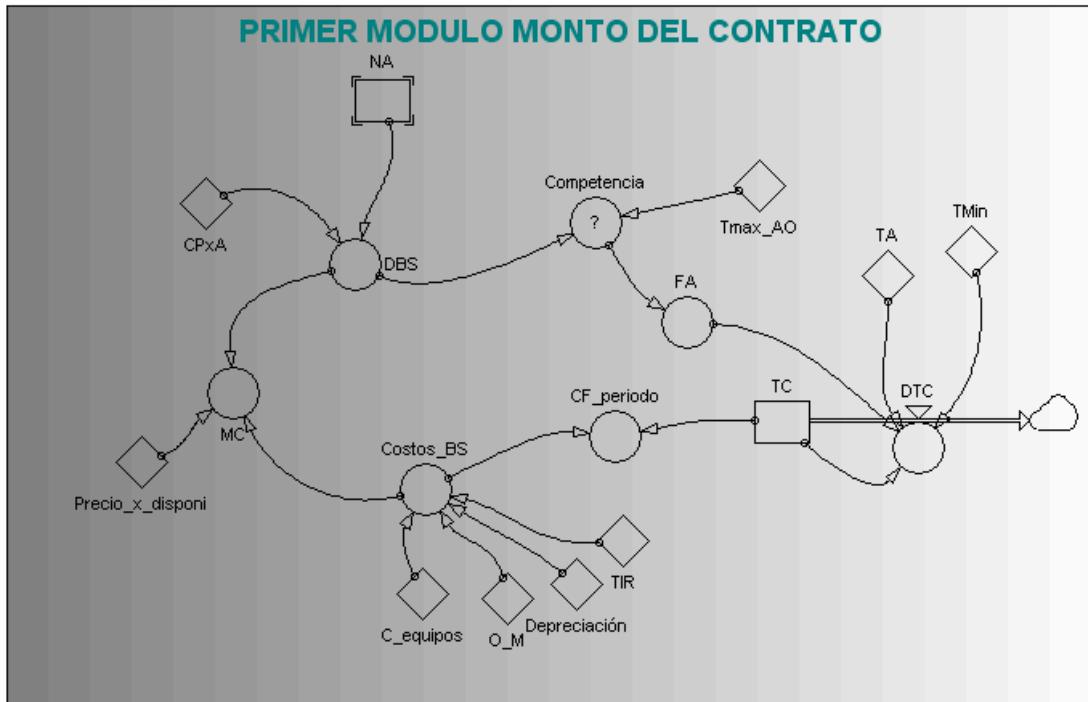


Figura 17 Primer modelado del monto del contrato.

6.4.1.2.2 Segundo modulo del monto del contrato

Después de que el administrador del sistema encuentre el valor del contrato adecuado en cada área operativa, debe contemplar en cada periodo de contratación el comportamiento de los agentes generadores ante la propuesta remunerativa del servicio de “Black Start”. En caso de que exista una falencia en la necesidad de arranque autónomo, el administrador del sistema debe aumentar el monto del contrato con el fin de incentivar la participación, pero en caso de que se presente sobre oferta, el administrador del sistema podrá rebajar el monto del contrato teniendo en cuenta el índice de competencia y con ello la prestación del servicio será más económica. A continuación se explica el procedimiento aplicado para encontrar el valor de los parámetros adicionales utilizados en este módulo.

- Precio por discrepancia: Es el precio que el administrador del sistema deberá pagar para que los agentes generadores con arranque autónomo se motiven y por lo tanto poder eliminar, la brecha entre la disponibilidad por área operativa y la necesidad mínima de arranque autónomo del área operativa en estudio. En el servicio de cargo por capacidad se maneja en Colombia un criterio muy similar por tal razón se escoge un valor de 5 USD como precio por discrepancia.
- Precio por competencia: Es el valor que el administrador del sistema tiene en cuenta para reducir el contrato, teniendo en cuenta el índice de competencia entre los agentes generadores

que quieren prestar el servicio de arranque autónomo. Para efectos del modelo, el valor utilizado es el mismo precio por discrepancia.

- Tope mínimo del contrato: El monto mínimo del contrato se tiene en cuenta debido a que si el administrador del sistema saca a licitar este servicio y no tiene en cuenta los costos fijos más un porcentaje de rentabilidad, puede que ningún agente se muestre interesado debido a que la rentabilidad no es la esperada.

Los costos de adquisición e instalación de una planta diesel proporcional a las necesidades de la Zona Caribe es de 91.300,20 USD, teniendo en cuenta solo el porcentaje de los gastos por administración operación y mantenimiento, el cual es del 5 % sobre el costo de los equipos, se tendría un tope mínimo de 95865.21 USD.

En la Figura 18 se observa el segundo módulo del monto del contrato.

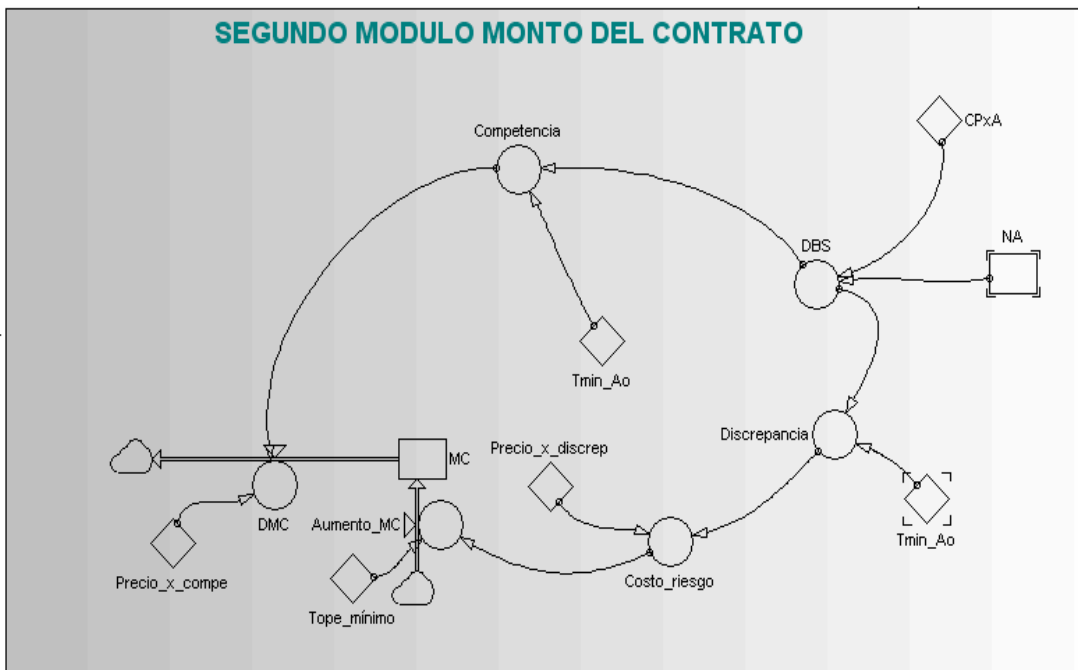


Figura 18 Modelado del monto del contrato.

6.4.1.3 Módulo del número de agentes generadores que quieren prestar el servicio de "Black Start"

El número de agentes dependerá de las políticas que adopte el administrador del sistema hacia la regulación de la remuneración del servicio complementario de "Black Start". Existirán agentes que según el monto del contrato estipulado para un primer periodo de contratación, no les interese participar en la prestación de este servicio, sin embargo si este comportamiento se generaliza para varios agentes y por lo tanto no se alcanza a suplir la necesidad básica de arranque autónomo del

área operativa, el administrador del sistema deberá aumentar el monto del contrato para que con el nuevo precio aumente la oferta.

Pero puede ocurrir que sea el tiempo del contrato, debido a lo extenso lo que desmotive a nuevos agentes a presentarse en un nuevo periodo de contratación, puesto que le implicaría costos de mantenimiento durante todo ese tiempo sin ninguna remuneración. A continuación se explica el procedimiento aplicado para encontrar el valor del parámetro adicional utilizado en este módulo.

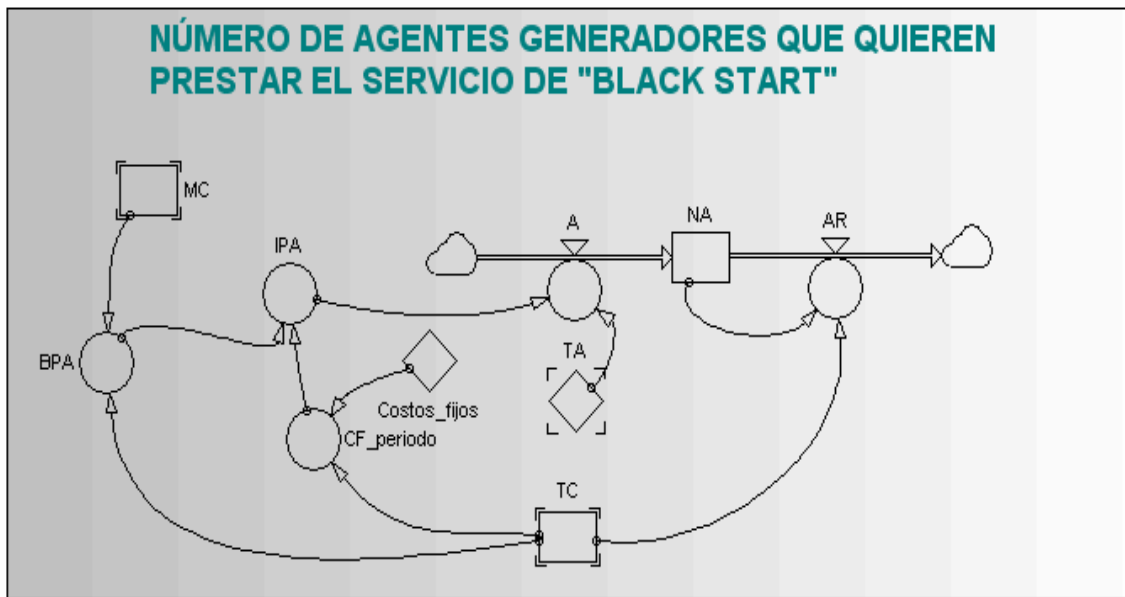


Figura 19 Modelado del número de agentes "Black Start".

6.5 EVALUACIÓN DEL MODELO

Para lograr el objetivo de esta tesis es necesario definir una serie de escenarios que permitan evaluar el impacto de remunerar el servicio de "Black Start" utilizando como estrategia de mercado los contratos bilaterales. Por esta razón se ha venido desarrollando toda una temática relacionada con el servicio complementario de arranque autónomo, y se desarrolló un modelo de simulación con dinámica de sistemas que permite la implementación de diferentes políticas por parte del administrador del sistema para encontrar un óptimo comportamiento que permita contar con el servicio complementario de autoarranque teniendo como base un tiempo del contrato adecuado y un monto del contrato justo para todos los participantes del mercado energético nacional.

6.5.1 Evaluación del modelo teniendo como base los valores extremos

2. Tiempo del contrato: Se mencionaba anteriormente que el periodo de contratación se asume con una duración de cuatro años en el primer periodo de contratación, debido a que es la duración más extensa de los contratos bilaterales utilizada internacionalmente para remunerar el servicio complementario de arranque autónomo y corresponde al modelo australiano.

Las razones de porque se tuvo en cuenta la duración máxima encontrada en contratos bilaterales utilizados a nivel internacional fue debido a que a un mayor tiempo de contrato, se tiene mayores incentivos para los agentes que están prestando el servicio de arranque autónomo y por lo tanto el administrador del sistema podrá obtener la capacidad de autoarranque necesaria para poder cumplir con los estándares de confiabilidad.

Sin embargo son las políticas de decisión las que van a tener una influencia mayor en el comportamiento del sistema dinámico, puesto que en el modelo se tienen en cuenta las características técnicas de la Zona Caribe colombiana. Por esta razón, lo que se pretende es poder analizar el comportamiento del modelo cuando en vez de utilizar el tiempo inicial que se propuso en el capítulo 5, modelar el sistema cuando se emplea los valores extremos definidos como el tiempo mínimo y el tiempo máximo de duración de los contratos bilaterales.

En la Figura 20 y en la Figura 21 se pueden observar los comportamientos cuando es utilizado como duración del contrato primero el tiempo máximo que es de 6 años y luego el tiempo mínimo que corresponde a un año respectivamente, el tiempo del contrato se estabiliza en los dos casos en el mismo valor, aproximadamente en 5 años, lo que significa que el parámetro inicial estaba muy cerca del valor arrojado por el comportamiento del modelo.

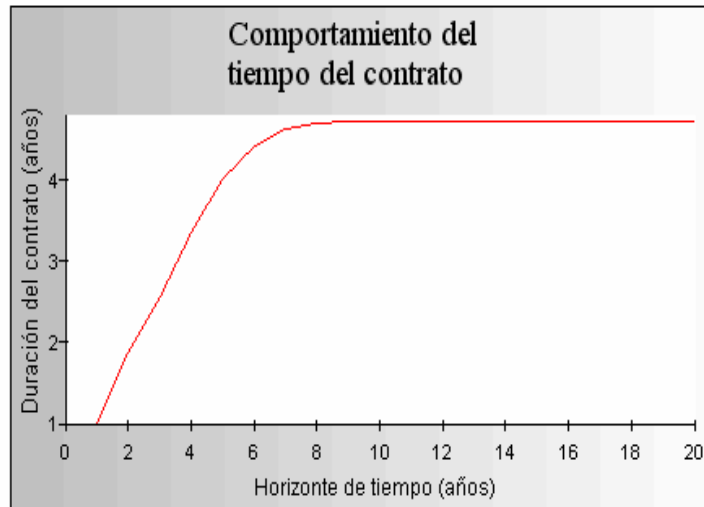


Figura 20 Comportamiento del tiempo el contrato tomando como valor inicial un año.

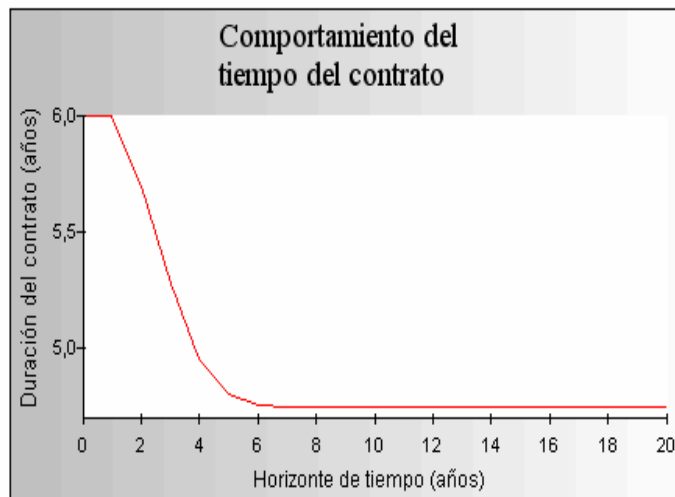


Figura 21 Comportamiento del tiempo el contrato tomando como valor inicial seis años.

- Discrepancia: Esta variable relaciona la necesidad de arranque autónomo del área operativa en estudio y la disponibilidad de "Black Start" que se tiene debido al comportamiento del sistema remunerativo dinámico, por lo tanto el valor deseado sería cero para poder garantizar que en cualquier tipo de escenario, la Zona Caribe puede ser restablecida exitosamente. En la Figura 22 se puede observar que el valor final de la discrepancia para un tiempo inicial de un año no es el valor deseado, debido a que se estabiliza en 19.9 W y el comportamiento es muy similar para el caso de un tiempo inicial de seis años con un valor de discrepancia de 18.4W. La necesidad de arranque autónomo de la Zona Caribe es de 170 MW, por lo tanto aunque con los

valores de tiempo del contrato extremos no se alcanza el comportamiento ideal, si se satisface en gran proporción las necesidades de arranque autónomo del área en estudio.

4. Monto del contrato: El monto del contrato tiene un comportamiento ascendente hasta que partir del segundo periodo de contratación empieza a estabilizarse, debido a que la disponibilidad en arranque autónomo va a incrementarse con el aumento de los agentes generadores que quieren prestar el servicio de "Black Start" pero el administrador del sistema tiene claro cual es la necesidad de arranque autónomo en cada Zona por lo que habrá un momento en que la disponibilidad llega al valor ideal. El valor en el que se estabiliza el modelo es de 103.780,59 USD, este valor será utilizado en el segundo modulo del monto del contrato como el valor inicial de la variable de nivel y así poder observar los cambios del monto del contrato, cuando ya el administrador del sistema tiene en cuenta la índice de competencia para aumentar o disminuir el monto del contrato en cada área operativa. En la Figura 23 se puede observar el comportamiento descrito anteriormente.

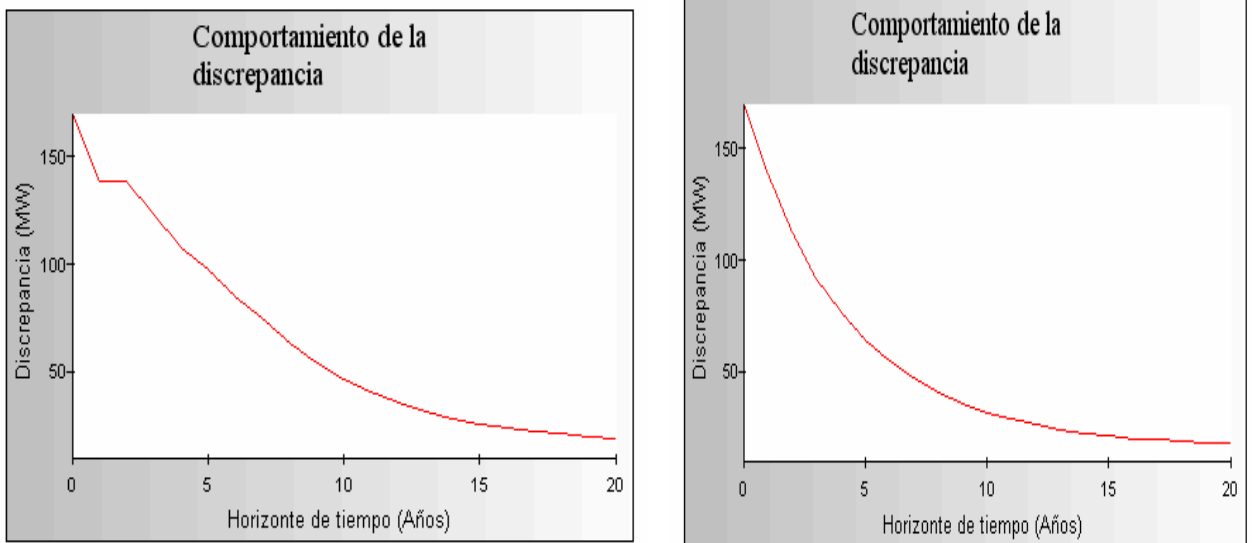


Figura 22 Comparación del comportamiento de la discrepancia utilizando como valores iniciales del tiempo del contrato un año y seis años respectivamente.

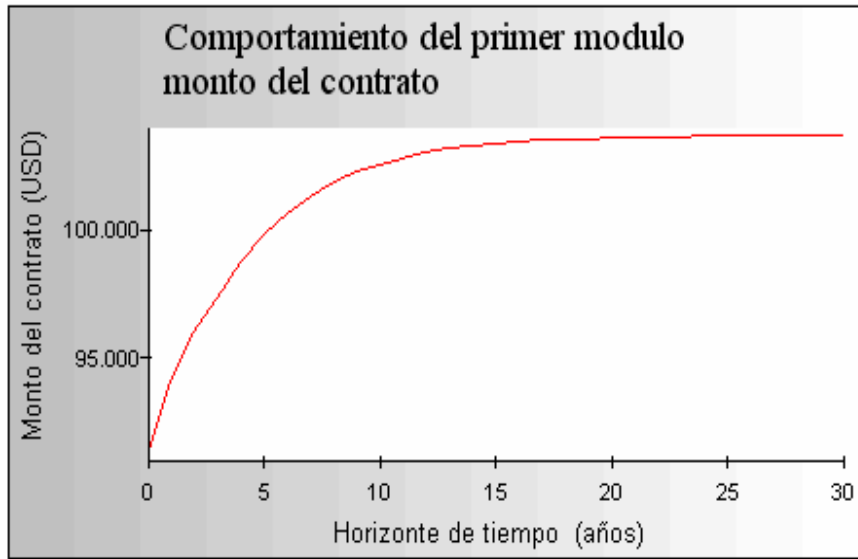


Figura 23 Comportamiento del monto del contrato.

6.5.2 Evaluación del modelo teniendo como base la duración del contrato planteada en la propuesta remunerativa

1. Tiempo del contrato: El comportamiento del modelo ante diferentes periodos de contratación mostraban una tendencia muy marcada ha estabilizarse en un valor aproximado de 5 años. Para el caso de un tiempo del contrato inicial de cuatro años, el comportamiento es el esperado estabilizándose en un valor de 4.75 años. En la Figura 24 se puede comprobar está afirmación.

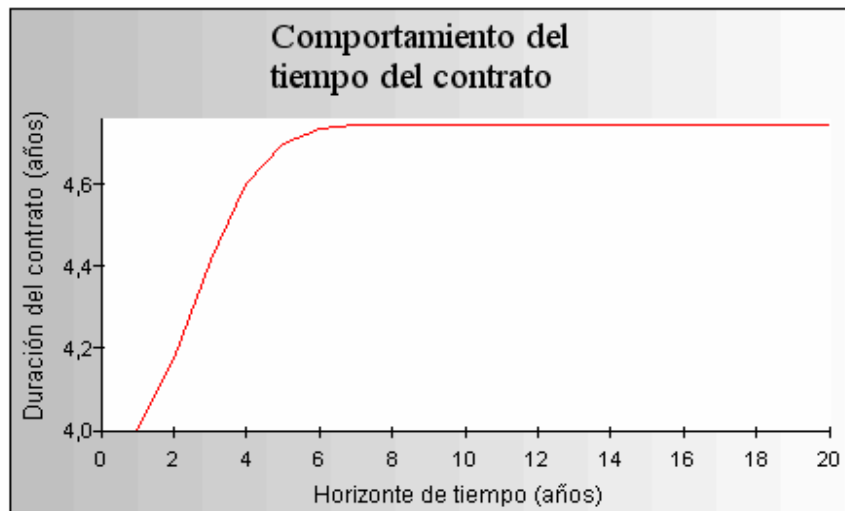


Figura 24 Comportamiento del tiempo el contrato tomando como valor inicial cuatro años.

2. Discrepancia: Lastimosamente la discrepancia tomando como base los parámetros iniciales no alcanza el valor deseado, estabilizándose en 18.1 MW, por lo tanto la disminución de la discrepancia es muy poco significativa con respecto a tomar como tiempo del contrato inicial los valores mínimos y máximos definidos. En la Figura 25 se muestra el comportamiento de la discrepancia a valores iniciales.

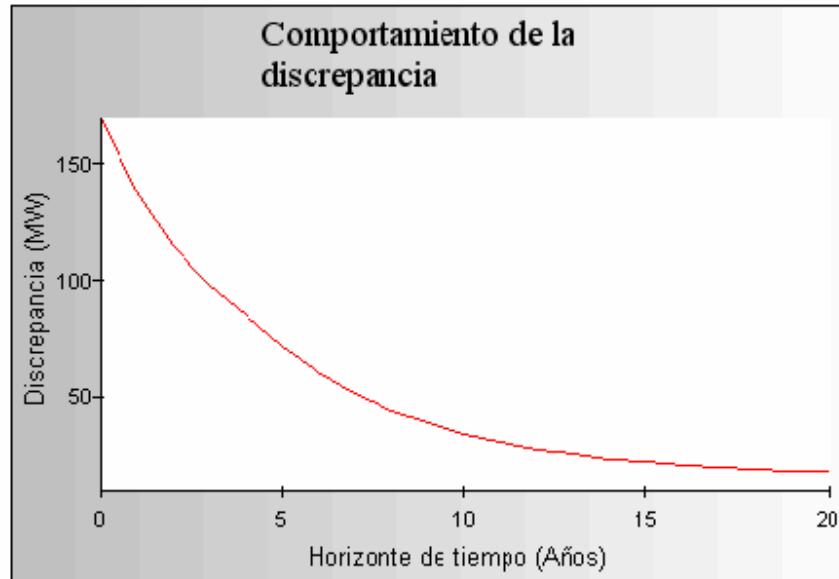


Figura 25 Comportamiento de la discrepancia sin cambiar los parámetros iniciales.

Para poder alcanzar una discrepancia igual a cero se debe aumentar el número de agentes que estén prestando el servicio de arranque autónomo con el fin de que aumente la disponibilidad de "Black Start". Con el diagrama causal se hizo un análisis del comportamiento hipotético de los agentes generadores que desean prestar el servicio de arranque autónomo, más concretamente en el bucle de refuerzo se tenía que un aumento el número de agentes, repercutía en un aumento de la competencia y a su vez el tiempo del contrato se iba a disminuir, con el fin de incentivar a los agentes nuevos que quieran prestar el servicio de arranque autónomo en un nuevo periodo de contratación.

El tiempo de contratación puede disminuirse replanteando el valor del tiempo de ajuste que tiene el administrador del sistema para observar el comportamiento de los agentes generadores, sin embargo como falta muy poco para hallar el valor óptimo del modelo, la disminución el tiempo de ajuste será solo de un año, por tal razón el nuevo tiempo de ajuste será de dos años.

En las Figuras 26 y 27, se puede observar el nuevo comportamiento del modelo debido a la modificación en el tiempo de ajuste.

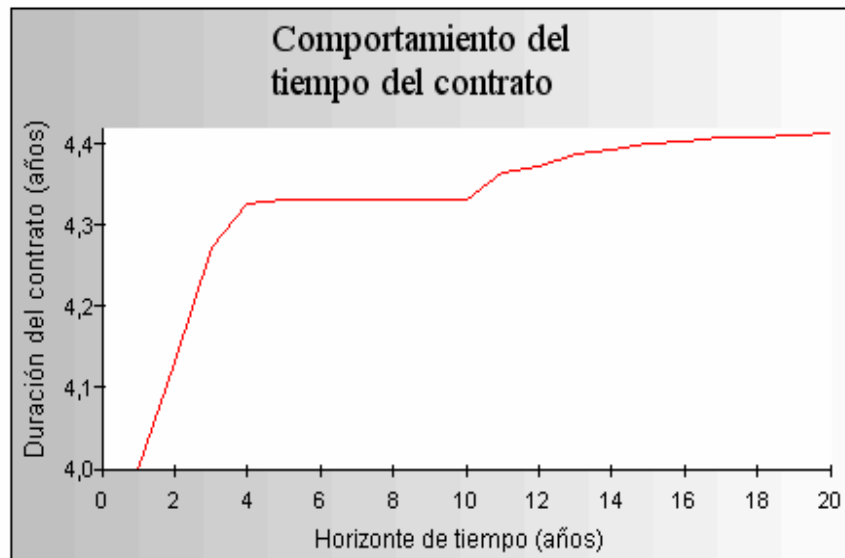


Figura 26 Comportamiento del tiempo del contrato para un tiempo de ajuste de dos años.

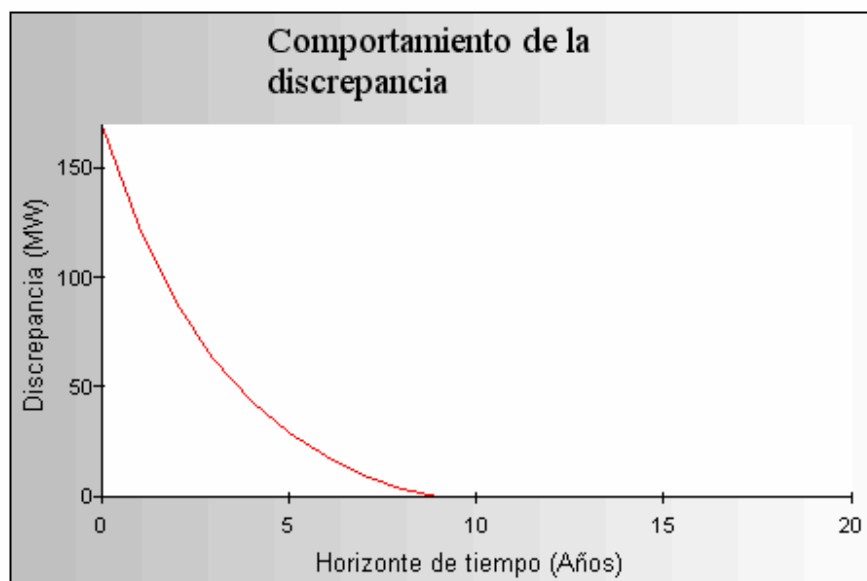


Figura 27 Comportamiento de la discrepancia para un tiempo de ajuste de dos años.

El tiempo del contrato presenta una disminución muy pequeña, el valor exacto es de 4.31 con respecto a un valor de 4.46 presente cuando no se había realizado ningún cambio en el tiempo de ajuste. Sin embargo, también se observa un aumento en el tiempo de contrato, el cual ocurre luego de transcurrido 10 años de funcionamiento, la necesidad de equilibrio del sistema hace que el

tiempo del contrato llegue a 4.41 años. La discrepancia como se esperaba alcanzó el valor deseado en 8 años aproximadamente y el monto del contrato tiende a disminuir debido a que es mayor la proporción de competencia con respecto a la falencia de disponibilidad, aunque las políticas de aumento y disminución del monto del contrato se mantienen estables y prueba de ello es que la disminución no es considerable.

Es importante aclarar que la disminución en el tiempo del contrato es muy importante para generar competencia, sin embargo debe existir un equilibrio con respecto al aumento del contrato, puesto que los agentes generadores que están prestando el servicio de arranque autónomo se sentirán más motivados si por más tiempo van a recibir una remuneración. En la Figura 28 se muestra el comportamiento del tiempo del contrato en caso de que no se tuviera en cuenta plantear una política de aumento en el tiempo del contrato, lo que pasaría, es que el tiempo del contrato llegaría a su valor mínimo y la discrepancia en cuatro años sería igual a cero pero no se mantendría constante debido a que existe mucha competencia pero el número de agentes generadores que están prestando el servicio no mantienen el interés de prestarlo en un nuevo periodo de contratación. A continuación la Figura 29 muestra el comportamiento de la discrepancia.

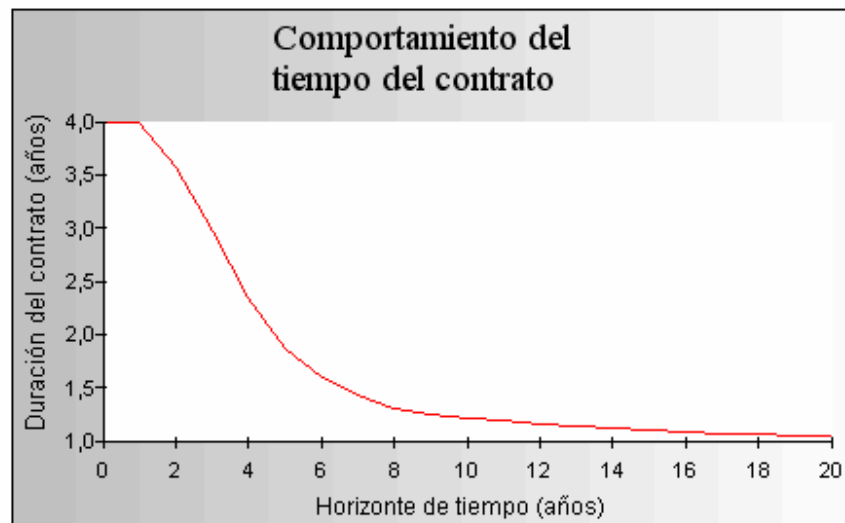


Figura 28 Comportamiento del tiempo del contrato cuando no se tiene en cuenta el aumento en el tiempo del contrato.

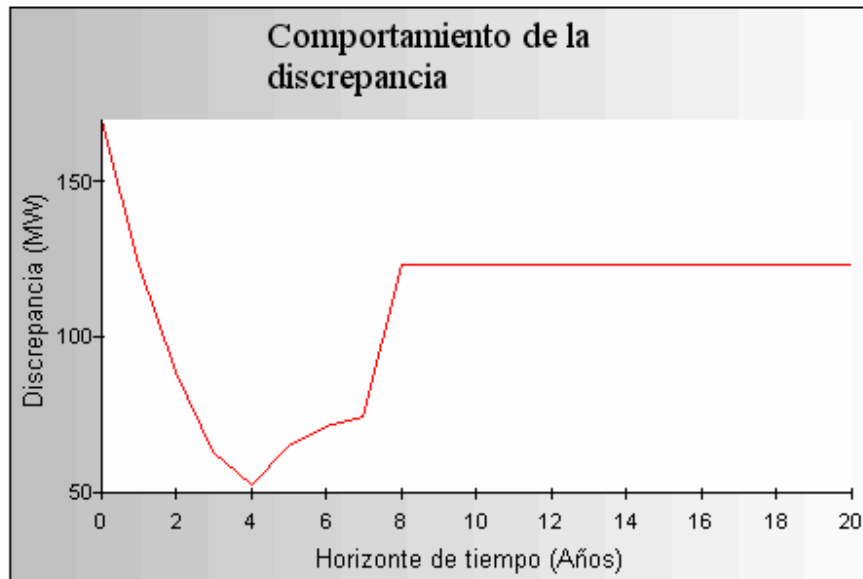


Figura 29 Comportamiento de la discrepancia cuando no se tiene en cuenta el aumento en el tiempo del contrato.

6.5.3 Evaluación del comportamiento del monto del contrato teniendo en cuenta el índice de competencia presente en el área operativa

El primer modulo del monto del contrato se realizó con el fin de encontrar la tendencia de comportamiento del monto del contrato teniendo en cuenta además de los costos por la adquisición de equipos, los porcentajes de rentabilidad esperados y el precio por disponibilidad presente en la Zona Caribe. El valor en el que se estabiliza el modelo es de 103.780,59 USD, este valor fue utilizado en el segundo modulo del monto del contrato como el valor inicial de la variable de nivel y así poder observar los cambios del monto del contrato, cuando ya el administrador del sistema tiene en cuenta la índice de competencia para aumentar o disminuir el monto del contrato en cada área operativa. Debido a las condiciones aceptables que son tenidas en cuenta para justificar el valor del monto del contrato, en los dos primeros periodos de contratación, la tendencia es a mantener un comportamiento constante, sin embargo la competencia tiende a aumentarse cuando el monto del contrato satisface las expectativas de los gentes generadores y debido a que es un incentivo positivo tanto para los agentes prestadores del servicio como para los nuevos agentes que quieran presentarse en un próximo periodo de contratación, entonces el monto del contrato tiende a disminuir. Esta reducción no debe ser muy elevada puesto que el administrador del sistema debe ser cuidadoso en que los agentes generadores se acomoden a la oferta económica presentada por XM sin que se afecte la rentabilidad esperada en la prestación del servicio de "Black Start". En la Figura 30 se puede observar el comportamiento descrito anteriormente.

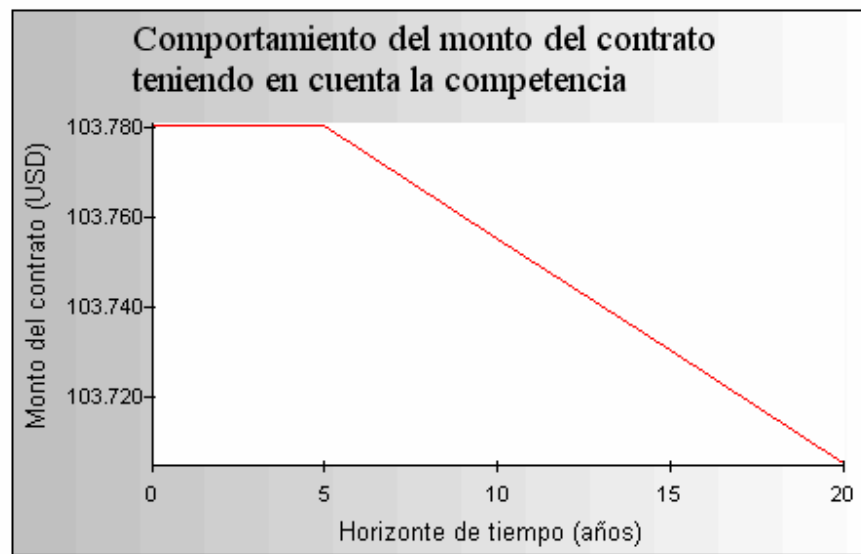


Figura 30 Comportamiento del monto del contrato cuando se tiene en cuenta el comportamiento de los agentes generadores frente a la propuesta remunerativa

7 CONCLUSIONES

- En los años 2003 y 2004 países como Italia, Suiza, Estados Unidos y Londres, sufrieron cortes de energía fortuitos debido a fallas parciales o totales en sus sistemas de potencia. Lo anterior evidencia que los sistemas interconectados de potencia están expuestos a condiciones anormales tales como: desmembramientos, formaciones de islas o desconexiones parciales o totales del sistema.
- El servicio de arranque autónomo o “Black Start” es un servicio que contribuye a la seguridad de los sistemas interconectados de potencia, dándole la posibilidad de recuperarse con la mayor rapidez y eficiencia posible, después de una falla generalizada y severa [Kirby and Hirst 1998]. El apagón ocurrido en el noreste de Estados Unidos y sureste de Canadá en agosto de 2003 afectó a más de 50 millones de personas, se presentaron 3 muertos directos debido a accidentes de tránsito por causa del caos vehicular y las pérdidas económicas fueron de 3000 millones de dólares diarios. El problema mayor no fue el que se presentará el corte de energía fortuito sino la duración del mismo puesto que el sistema interconectado de potencia se pudo restablecer totalmente pasadas las 24 horas.
- En Colombia, están registradas en el CND 29 plantas con arranque autónomo o “Black Start”. Esta información es entregada por las empresas de generación de energía eléctrica, sin embargo hasta que no se formalice la prestación del servicio, normalizando aspectos técnicos, comerciales y regulatorios, el operador del sistema, no tendrá la plena seguridad de cuantas plantas en realidad si cumplen con todas las especificaciones necesarias para prestar de forma óptima el servicio en el SIN. La Resolución No. 25 de 1995 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG- incluyó dentro del concepto de servicios complementarios el arranque autónomo pero no lo ha reglamentado, por esta razón los agentes generadores lo prestan de manera voluntaria sin que exista obligatoriedad para ello.

- La Zona Caribe colombiana se caracteriza porque sus plantas de generación son térmicas, de gran potencia y por lo tanto cuando ocurre una falla en esta área operativa se experimenta generalmente una caída de todo o la mayor parte de dicho Sistema y su recuperación suele tomar un tiempo excesivamente largo. Por otra parte dicha área esta conectada con el área operativa Central, a través de 2 líneas de 500 kV, las cuales sufren daños constantes debido a acciones terroristas.
- El servicio de arranque autónomo es remunerado en el ámbito internacional utilizando diferentes estructuras de mercado, entre ellas están: las subastas, tarifas por el precio, tarifas reguladas y contratos bilaterales (referirse capítulo 3). Debido a que por área operativa sólo se necesita una cantidad determinada de MW para restablecer el sistema, la negociación es un mecanismo que introduce dinamismo al mercado y obliga a los agentes generadores a replantear sus ofertas económicas con el fin de poder llegar a ser elegidos. Por lo tanto, no es económicamente eficiente pagarle a todas las plantas que acrediten tener "Black Start" y por esta razón en esta tesis se propone los contratos bilaterales como la estructura del mercado ha utilizar en el caso colombiano para remunerar el servicio complementario de "Black Start".
- Los gastos por depreciación de equipos, gastos de administración, operación y mantenimiento y la tasa de retorno a la inversión, son elementos fundamentales para que los agentes generadores puedan determinar el precio final de cada una de sus ofertas para prestar el servicio de "Black Start", debido a que están ligados directamente con la adquisición y la puesta en marcha del conjunto de los equipos utilizados en la prestación de este servicio. Sin embargo, analizando la experiencia internacional, en estos países no solo se remunera la prestación del servicio sino que además se debe incentivar económicamente la disponibilidad de las plantas con "Black Start" debido a que este servicio no es utilizado periódicamente y por lo tanto se presentarían señales de poca inversión en adquisición y mejoras de equipos con arranque autónomo.
- Por lo observado en el análisis de los países estudiados, es importante que cada sistema interconectado cuente con la información necesaria para poder establecer cual es la porción del sistema que determinada planta con arranque autónomo puede llegar a ayudar a restablecer en caso de que ocurra un evento que amerite la prestación del servicio, con el fin de tener en cuenta esta investigación en el momento de la

remuneración y así poder asegurar que las plantas "Black Start" de mayor importancia reciban mejores incentivos para con ello se pueda aumentar el índice de confiabilidad en la prestación del servicio. En el apagón ocurrido en el 2004 entre el sur de Suecia y el norte de Dinamarca, el cual duró más de dos horas afectando a 5 millones de personas, Dinamarca demandó a Suecia por perjuicios económicos y sociales, puesto que la demora en el restablecimiento se debió a que la planta diesel de Kyndovarranca, propiedad de Suecia se encontraba dañada y esta planta de generación es justamente por ubicación y tamaño la más importante para el restablecimiento en caso de una falla en esta línea de interconexión internacional [www.iberdrola_generación.es]

- En la propuesta remunerativa se debe tener en cuenta tanto los aspectos económicos como los aspectos técnicos, puesto que los requerimientos para la prestación del servicio dependen de las características propias de cada sistema de potencia. Es fundamental que a cada planta que desee prestar el servicio de "Black Start" se le realice unas pruebas que certifiquen su buen funcionamiento y cumplimiento de las restricciones técnicas determinadas por el operador del sistema.
- El monto del contrato de cada área operativa se propone en esta investigación que sea calculado por el administrador del sistema y sea repartido entre el número de agentes generadores a los cuales se les adjudique los contratos. Para determinar este valor es necesario tener en cuenta las siguientes características de cada área operativa:
 1. Cantidad de demanda existente, porcentaje de tipo residencial, comercial e industrial, así como el crecimiento anual de la misma.
 2. Tipo de generación predominante entre las plantas con "Black Start", con el fin de poder valorar la potencia de los servicios auxiliares.
 3. Costos fijos incurridos por los agentes generadores que deseen prestar el servicio de arranque autónomo.

El Instituto de Investigación de las Políticas Económicas (EPRI), realizó un estudio sobre las causas en la demora del restablecimiento del sistema en el apagón sufrido en el 2003 en los Estados Unidos y una de sus conclusiones fue que no existía una adecuada remuneración a los servicios complementarios en los que las plantas de generación participaban. En el caso puntual del servicio de restablecimiento, debido a que el incentivo económico recibido por los agentes generadores no compensaba con el hecho

de tener que someterse anualmente a una cantidad de pruebas, los agentes generadores con arranque autónomo se fueron retirando y no hubo la disponibilidad suficiente de "Black Start" en el instante en el que se presentó el colapso puesto que este ocurrió en momentos de demanda máxima [www.epri.com/journal.details].

- En esta investigación se realizó una recopilación de información existente sobre el restablecimiento de los sistemas eléctricos de potencia, con el fin de realizar una propuesta para remunerar dicho servicio, a continuación se muestran los aspectos a resaltar dentro de la propuesta:
 1. La arquitectura a utilizar en el modelo será la de contratos bilaterales. El tiempo de contratación será de 4 años.
 2. El valor total por concepto de la implementación del servicio de arranque autónomo en el SIN será calculado por el Administrador del sistema, con base en este valor la CREG aumentará el presupuesto del CND (Centro Nacional de Despacho), para que como operador del sistema sea el ente encargado de adjudicar los contratos por cada área operativa.
 3. El contrato bilateral sólo tiene en cuenta la remuneración por disponibilidad en "Black Start", en caso de que ocurra un colapso, la energía suministrada será pagada al precio de reconciliación.
 4. Por área operativa se contratará la cantidad de MW mínima necesaria en caso de que ocurra un desmembramiento de la demanda total.
 5. Los agentes generadores que no ganaron el contrato bilateral por diferencias económicas, podrán ser parte de la provisión de reserva, la cual tendrá la misma cantidad de MW contratada en el numeral anterior. Esta provisión será repartida en varias plantas con autoarranque con una proporción máxima del 50 % por cada planta.
 6. Los agentes generadores que hacen parte de la provisión de reserva se les reconocerá los costos netos por mantenimiento de las plantas "Black Start" y en caso de que ocurra un colapso y sea necesario que presten el servicio, recibirán además el dinero correspondiente al periodo a facturar que iba a recibir el agente o los agentes a los cuales se les adjudicó originalmente el contrato bilateral.
 7. Las pruebas técnicas serán realizadas periódicamente dentro de la duración del contrato y en caso de encontrar alguna anomalía en alguna planta, el agente

generador será penalizado con la suspensión de la remuneración hasta que por medio de otra prueba se verifique su condición actual.

8. El servicio de restablecimiento será considerado un bien público, por lo tanto todos los usuarios del SIN pagaran el servicio con un incremento en la tarifa de energía eléctrica.
- Dentro del análisis realizado con dinámica de sistemas, se puede destacar que:
 1. El tiempo de duración de los contratos bilaterales propuesto en el capítulo 5 fue de 4 años, cuando se realizó las simulaciones del tiempo del contrato teniendo como base el valor máximo el cual corresponde a la máxima duración de los contratos firmados en el MEM y el valor mínimo utilizado en las negociaciones en el ámbito internacional el cual es de un año, el modelo se estabiliza de igual manera para los dos casos en un valor de 4.75 años.
 2. La discrepancia es una variable que relaciona la necesidad de arranque autónomo del área operativa en estudio y la disponibilidad de "Black Start" que se tiene debido al comportamiento del sistema remunerativo dinámico, por lo tanto el valor deseado sería cero para poder garantizar que en cualquier tipo de escenario, la Zona Caribe puede ser restablecida exitosamente. Utilizando valores extremos se puede observar que el valor final de la discrepancia para un tiempo inicial de un año no es el valor deseado, debido a que se estabiliza en 19.9 W y el comportamiento es muy similar para el caso de un tiempo inicial de seis años con un valor de discrepancia de 18.4W. La necesidad de arranque autónomo de la Zona Caribe es de 170 MW, por lo tanto aunque con valores de tiempo del contrato extremos no se alcanza el comportamiento ideal, si se satisface en gran proporción las necesidades de arranque autónomo del área en estudio.
 3. Para poder alcanzar una discrepancia igual a cero se debe aumentar el número de agentes que estén prestando el servicio de arranque autónomo con el fin de que aumente la disponibilidad de "Black Start". Con el diagrama causal se hizo un análisis del comportamiento hipotético de los agentes generadores que desean prestar el servicio de arranque autónomo, más concretamente en el bucle de refuerzo se tenía que un aumento el número de agentes, repercutía en un aumento de la competencia y a su vez el tiempo del contrato se iba a disminuir, con el fin de incentivar a los agentes nuevos que quieran prestar el servicio de arranque autónomo en un nuevo periodo de contratación. El tiempo de contratación puede disminuirse replanteando el valor del tiempo de ajuste que tiene el administrador del sistema para observar el

comportamiento de los agentes generadores. Con un tiempo de ajuste de 2 años, el tiempo del contrato presenta dos cambios en 20 años, con un valor de 4.31 en los primeros 10 años y de 4.41 en los siguientes 10 años y la discrepancia alcanza el valor deseado a los 9 años.

4. La disminución en el tiempo del contrato es muy importante para generar competencia, sin embargo debe existir un equilibrio con respecto al aumento del contrato, puesto que los agentes generadores que están prestando el servicio de arranque autónomo se sentirán más motivados si por más tiempo van a recibir una remuneración. Se hizo el ejercicio de simular el caso en que no se tuviera en cuenta plantear una política de aumento en el tiempo del contrato y la respuesta del modelo fue que el tiempo del contrato llegó a su valor mínimo y la discrepancia en cuatro años era igual a cero pero no se mantuvo constante debido a que el número de agentes generadores que están prestando el servicio no mantenían el interés de prestarlo en un nuevo periodo de contratación.
5. Según las políticas de manejo propuestas, el tiempo necesario para que el administrador del sistema pueda revisar como se está comportando el mercado, es muy importante para determinar la fracción en que se debe disminuir el tiempo del contrato con el propósito de incentivar la competencia. Sin embargo, no tener en cuenta también el aumento del contrato, ocasionaría que en 4 años se tuviera toda la capacidad de arranque autónomo cubierta pero no habría estabilidad en el mercado debido a que para los agentes generadores a los cuales ya se les adjudicó el contrato, no habría una buena compensación entre todos las pruebas y trámites a las cuales se debe someter para poder salir elegido y la remuneración recibida. Como consecuencia de lo anterior, la discrepancia empezaría a aumentar hasta estabilizarse en un valor muy elevado, por lo que el sistema de potencia no estaría preparado para restablecerse en caso de un evento que ocurriera cuando el escenario de operación fuera una demanda alta.
6. Garantizar unas condiciones aceptables de contratación que hagan atractivo el negocio de prestar el servicio de "Black Start" en el SIN, asegura que para un nuevo periodo de contratación tanto los agentes prestadores del servicio como nuevos agentes mantengan su interés en mantener sus equipos auxiliares en óptimas condiciones con el fin de poder presentarse a una nueva convocatoria. El costo fijo de prestar el servicio de arranque autónomo en la Zona Caribe es de 75000 USD al año y como monto del contrato se tiene un valor de 100.000 USD, este aumento se debe a que se tuvo en cuenta la tasa interna de retorno y el costo de oportunidad.

En las simulaciones el monto del contrato disminuye en el horizonte de tiempo a 99.930USD debido al aumento en la competencia, sin embargo este valor no cambio radicalmente puesto que la discrepancia vale cero.

BIBLIOGRAFÍA

1. [Adibi 1994] ADIBI and FINK L.H, "Power System Restoration Planning" IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, pp. 22 - 27, Feb 1994.
2. [AMM_2000] ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA. Resolución 157-14 Guatemala, 2000.
3. [Aracil 1995] ARACIL, Javier, "Introducción a la dinámica de sistemas" Madrid: Alianza Editorial, 1994.
4. [Bitu & Born] BITU R. y BORN P. "TARIFAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: ASPECTOS CONCEPTUALES Y METODOLOGICOS". Quito 1993.
5. [Boadway 2004] BOADWAY, Richard. Public Sector Economics. USA: Little Brown, 90 p.
6. [BS_rules 2004] BLACK START SERVICES BUSINESS RULES.pdf. USA: PJM interconnection, 2004.
7. [caiso 2004] CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR. "Black Start Settlement and billing protocol.pdf". Web site: www.ferc.com.
8. [caiso 2005] CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR. "Interim Black Start Agreement". Web site: www.ferc.com.
9. [cammesa 2005] COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO. Argentina, Página Web, www.cammesa.com.ar.
10. [CNO 2003] CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN SECTOR ELÉCTRICO. "Diagnostico Servicio de Black Start y Restablecimiento en el Sistema Interconectado Colombiano", 2003.
11. [CREG_1996] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS –CREG-, Resolución 020 de 1996, Página Web, www.creg.gov.co/eléctrica/info.html.

12. [CREG 1996] COMISIÒN DE REGULACIÒN DE ENERGÌA Y GAS –CREG-, Pàgina Web, Resoluciòn 020 de 1996, www.creg.gov.co/eléctrica/info.html.
13. [CREG 2004] SISTEMA ELECTRÓNICO DE CONTRATOS NORMALIZADOS BILATERALES – SEC-.Documento CREG- 005, 2004.
14. [Dyner 1993] DYNER, Isaac, Dinámica de Sistemas y simulación continua en el proceso de planificación. Bogotá: Copiloto, 1993, 160p.
15. [Hirst 2003] HIRST. Eric. “ALLOCATING COSTS OF ANCILLARY SERVICES: CONTINGENCY RESERVES AND REGULATION” pdf. USA, 2003.
16. [IOS WG1998] INTERCONNECTED OPERATIONS SERVICES WORKING GROUP. Final report, Documento Internet, 1998.
17. [ISA 2004] INTERCONEXIÒN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. ISA. Pàgina Web www.isa.com.co.
18. [Kafka 1999] KAFKA R.J, and VOLKMANN T.H. “Frequency Response of Prime Mover During Restoration” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, no. 2, pp. 751-756, Mayo 1999.
19. [Kirby & Hirst 1998] KIRBY B. and HIRST E.” New Standards Needed for System Black Start in Competitive Bulk-Power Markets” Edison Electric Institute, Washington,DC. Noviembre 1998.
20. [Kirby & Hirst 2000] KIRBY B. and Hirst E. “MAINTAINING SYSTEM BLACKSTART IN COMPETITIVE BULK-POWER MARKETS” IEEE Transactions on Power Systems, Abril 1999.
21. [NEEMCO 2005] National Electricity Market Management Company Limited, -NEEMCO-, “Review of system restart ancillary service arrangements” pdf, Australia 2005.
22. [NEM 2005] National Electric Market –NEM- Pàgina Web, www.nem.gov.au.
23. [PJM 2004] Pennsylvania, New Jersey and Maryland Interconnection. “Scheduling Operations Manual”.pdf. USA. 2004.

24. [PJM 2005] Pennsylvania, New Jersey and Maryland Interconnection. "Blackstart Service Business Rules". pdf, USA 2005.
25. [S.E. 1998] MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS, SECRETARÍA DE ENERGÍA, Página Web, www.cacier.com.ar/empresas/camm.htm.
26. [Stoft 2002] STOFT, Steven. "Power System Economics". USA: Wiley, 2002, 74p.
27. [Serrano 2002] SERRANO, Jairo. Servicios Complementarios: "Propuesta de Remuneración para las plantas que prestan el Servicio y Guía Operativa de Restablecimiento de un Área del SIN". Bucaramanga, 200p. Tesis (Maestría en Ingeniería Eléctrica). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica Electrónica y Telecomunicaciones.
28. [Sterman 2000] STERMAN, John. Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World. USA: McGraw Hill, 2000. 927p.
29. [Rodríguez 2005] RODRIGUEZ, Hernán. Arranque Autónomo (arranque en negro o black start) "Propuesta Técnica, Económica y Regulatoria para la prestación del servicio" Medellín 2005. Universidad Pontífice Bolivariana. Facultad de Ingenierías.
30. [Rueda y Zafra 1998] RUEDA E. y ZAFRA J. Servicios complementarios: Restauración del sistema. Bucaramanga 1998, 140p. Proyecto de grado ingeniería eléctrica. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica Electrónica y Telecomunicaciones.

ANEXO A

PRINCIPALES FÓRMULAS EMPLEADAS EN EL CÁLCULO DE LAS VARIABLES

1. Beneficios para los agentes con arranque autónomo durante el periodo de contratación

$$BPA = \frac{MC}{TC}$$

Donde:

BPA= Beneficios para agentes "Black Start" en el tiempo

MC= Monto del contrato

TC = Tiempo del contrato

2. Incentivos para agentes "Black Start" que deseen prestar el servicio en el SIN.

$$IPA = \frac{BPA}{CF_PERIODO}$$

Donde:

IPA= Incentivos para los agentes "Black Start" en el tiempo.

BPA= Beneficios para agentes en el tiempo

CF_periodo: Costos fijos por periodo de tiempo del contrato.

3. Costos fijos por periodo de tiempo del contrato.

$$CF_PERIODO = \frac{COSTOS_FIJOS}{TC}$$

Donde:

CF_PERIODO= Relación de los costos incurridos por los agentes generadores por estar disponibles para prestar de arranque autónomo durante el tiempo de duración del contrato.

COSTOS_FIJOS = Costos fijos durante todo el contrato.

TC = Tiempo del contrato.

4. Discrepancia entre la necesidad en BS y la disponibilidad de BS

$$DISCREPANCIA = TMax_AO - DBS$$

Donde:

DISCREPANCIA= Diferencia entre la necesidad de arranque autónomo que tienen el área operativa en estudio y la disponibilidad de arranque autónomo que se tiene en el horizonte de tiempo.

TMax_AO= Necesidad máxima de arranque autónomo de cada área operativa.

DBS= Disponibilidad del servicio complementario de "Black Start".

5. Costo de riesgo en que incurre el administrador por no tener la necesidad del servicio cubierta.

$$COSTO_RIESGO = DISCREPANCIA * PRECIO_X_DISCREPANCIA$$

Donde:

COSTOS_RIESGO = Costo de riesgo en que debe incurrir el administrador del sistema para mejorar el cubrimiento de la necesidad del servicio.

PRECIO_X_DISCREPANCIA = Porción fija de dinero determinada por el administrador del sistema, ante la necesidad de aumentar el monto del contrato debido a la falencia de disponibilidad en "Black Start".

Las variables del flujo llevan las políticas de decisión, a continuación se muestran las ecuaciones que se tienen en cuenta:

6. Disminución tiempo del contrato

$$DTC = \frac{(TC - T\ min)FA}{TA}$$

Donde:

DTC = Disminución tiempo del contrato.

TMin= Tiempo mínimo para el periodo de contratación.

TC = Tiempo del contrato.

FA= Fracción de competencia.

TA= Tiempo de ajuste.

7. Aumento en el tiempo del contrato

$$ATC = \frac{(T_{\max} - TC)DBS}{T_{\max_AO}}$$

ATC= Aumento en el tiempo del contrato.

Tmax = Tiempo máximo en el que el administrador del sistema piensa reglamentar el servicio.

TC = Tiempo del contrato.

DBS= disponibilidad.

Tmax_AO= Tope máximo por área operativa de MW.

8. Aumento monto del contrato

$$AMC = \frac{COSTO_RIESGO}{(MC - T_{\max_AO})}$$

Donde:

AMC=Aumento monto del contrato.

COSTO_RIESGO: Costo de riesgo en que debe incurrir el administrador del sistema para mejorar el cubrimiento de la necesidad del servicio.

MC= Monto del contrato.

TMax_AO= Tope máximo por área operativa de MW.

9. Disminución en el monto del contrato

$$DMC = COMPETENCIA * PRECIO_X_COMPETENCIA$$

Donde:

DMC= Disminución en el monto del contrato.

COMPETENCIA= Relación entre la disponibilidad y el tope máximo a contratar por área operativa.

PRECIO_X_COMPETENCIA = Dinero que el administrador del sistema tiene en cuenta para disminuir del monto del contrato, teniendo como base la proporción de competencia en el modelo.