

**APROXIMACIÓN AL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE  
ADMINISTRACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA Y  
POTENCIA REACTIVA (SACSR) EN COLOMBIA**

**Por:  
EFRAÍN ANTONIO PÉREZ ROJAS**

**Director:  
Santiago Montoya Moreno**

**INFORME DE TESIS  
POSGRADO EN INGENIERÍA DE SISTEMAS  
ESCUELA DE SISTEMAS**

**Presentado a  
ESCUELA DE SISTEMAS**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA  
FACULTAD DE MINAS  
MEDELLÍN**

**2006**

## RESUMEN

En este informe se presenta el desarrollo de tres esquemas para representar el comportamiento aproximado del sistema de administración y comercialización del servicio de energía y potencia reactiva (SACSR) en Colombia bajo entornos de mercado.

Actualmente se realiza la reglamentación de SACSR tanto en Colombia como a nivel mundial y aunque se cuenta con abundantes referencias al respecto [Arboleda y Franco, 2003; California energy comision, 2003; Chappe, Leal, 2002; Hirvonen et al., 2000; National Grid, 2003; Regulation and business affairs, 1998; The Brattle Group 2001(a), The Brattle Group, 2001(b); Zhon y Bhattacharya, 2002] no se estudia el efecto de la adopción de una estructura particular en el tiempo respecto de otras opciones. Se espera, en principio, que un estudio de esta naturaleza represente una herramienta de decisión a la hora de evaluar posibles marcos regulatorios y la reglamentación administrativa considerando diferentes aspectos sobre la política

El desarrollo del proyecto se realizó mediante dos fases principalmente, la primera fue un proceso de síntesis, mediante la indagación y consolidación exhaustiva de los aspectos mas importantes, tanto lo tecnológico asociado a la Ingeniería Eléctrica como lo regulatorio y administrativo relacionado con la potencia y energía reactiva a nivel mundial, a fin de decantar y establecer los elementos de base genéricos mas importantes como un marco general de referencia para construir los casos particulares objeto del proyecto. La segunda fase consistió en el uso de la dinámica de sistemas para consolidar los aspectos técnicos, regulatorios y comerciales tomados como referencia, para incorporarlos como modelos y con base en simulaciones obtener una aproximación al comportamiento de los sistemas bajo diferentes políticas y estructuras regulatorias, luego se calificó el comportamiento de los sistemas para llegar a las recomendaciones, conclusiones y observaciones que se presentan al final del informe.

El problema en estudio hace parte de un área de conocimiento que tiene tangencias importantes con disciplinas como ingeniería Eléctrica, de Sistemas, Administrativa e Industrial. Esta condición se da en razón de la interacción del comportamiento de los componentes físicos (máquinas y elementos eléctricos) con la estructura normativa que los cobija y las políticas que rigen dicha estructura. Estas características mas el interés de estudiar el comportamiento en el tiempo, permitió el desarrollo de un proyecto que requirió la integración de conocimiento de diversas áreas para establecer una característica sistémica del mismo.

Uno de los aspectos conceptuales mas importantes que se superó fue la visión puntual sobre los problemas a través de la vinculación de las relaciones del entorno y su comportamiento en el tiempo, es decir la dinámica sistémica del, y relacionada con, el problema. En la metodología fue muy importante el proceso de modelación, específicamente determinar las simplificaciones que sin sacrificar información relevante facilitaron las actividades de simulación, análisis y síntesis.

Una contribución significativa de este trabajo es el cambio paradigmático de la elaboración de sistemas de regulación política o administrativa para el SACSUR basados solo en herramientas “duras” (desde las que se espera un buen comportamiento por el hecho de estar contruidos en una buena fundamentación causa-efecto) sin considerar los efectos de la realimentación e interdependencia de diferentes procesos en el tiempo. Así, este trabajo permite una percepción del efecto de las políticas y los cambios en las mismas sobre los actores del sistema, constituyéndose en una herramienta de apoyo para la decisión en la emanación de directrices.

Dentro del desarrollo futuro del trabajo está la modelación exhaustiva de algunas componentes del sistema para simulación, porque debido a la poca disponibilidad de información o casos reales de referencia se ajustaron los modelos a comportamientos ideales.

Debido a los campos disciplinares abarcados en la temática de esta tesis existen muchos aspectos que pueden desarrollarse a través de futuras investigaciones entre las que se encuentran el costo real de la producción de potencia y energía reactiva de los equipos del sistema eléctrico, la verificación y ajuste del modelo de simulación con base en la relajación de algunas de las suposiciones de operación de un sistema real, la agregación y conjunción con los modelos y o sistemas asociados a la potencia y energía activa, el efecto de la dinámica del costo de la energía activa en diferentes escenarios, entre otros.

Los resultados obtenidos muestran que independientemente del modelo que se asuma nacional o regional el factor de potencia obligatorio deja mejores beneficios para los generadores y una mejor herramienta de control para las cargas.

Los procedimientos actuales para la determinación de la estructura y políticas del SACSUR consideran escenarios y hacen supuestos que se califican de alguna manera para sustentar algunos supuestos y descartar otros elementos, pero no consideran las diferentes políticas evaluando su impacto para diferentes escenarios en el tiempo. Los aportes novedosos de este trabajo están representados en la posibilidad de prever el efecto a futuro de cambios en las variables con un marco de referencia fijo y a la vez permitir el ajuste de control sobre alguna variable del sistema modificando las políticas del mismo. El efecto es una mejora en la confiabilidad en la toma de decisiones por el aumento en la certeza sobre la tendencia del comportamiento global del sistema.

Aunque el procedimiento se aplica a un caso específico de servicios complementarios el trabajo puede constituir un marco de referencia generalizado como herramienta de apoyo en la toma de decisiones para la elaboración de estructuras reglamentarias.

## **ABSTRACT**

Colombian Electrical Energy Market was initiated in 1994 through laws 142 and 143. Only active power and active energy were taken into account in the regulation, similarly in other countries. Recently, some developed markets, including, in some and usually different ways, the ancillary services in their structure, which includes voltage regulation and reactive power service.

The Colombian government inquired for the development of a “Reactive Power and Energy Management and Business Regulatory System” (SACSR) in 2001. Then, a study proposed three different ways to determine reactive power and energy obligations of generators, based on the generator operation chart.

A simulation system is developed in this work to evaluate the behaviour of the simplified generation-demand Colombian system under the three different regulatory ways proposed. The theoretical background used is System Dynamics, because of its flexibility to join technical and non-technical aspects to simulate any system behaviour.

*A mis seres queridos por su amor, paciencia y valor.*

## **AGRADECIMIENTOS**

A todas las personas de las Escuelas de Sistemas y Eléctrica, y de la Facultad de Minas que siempre facilitaron la realización de este trabajo.

## CONTENIDO

	Pág.
LISTA DE TABLAS.....	9
LISTA DE FIGURAS .....	9
LISTA DE SIGLAS .....	11
INTRODUCCIÓN .....	12
CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES .....	17
1.1 EL PROBLEMA ENERGÉTICO Y LA PRESTACIÓN CON CALIDAD DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS .....	17
1.2 EL MERCADO DE POTENCIA ACTIVA .....	19
1.3 APARICIÓN DEL PROBLEMA DE REGULACIÓN DE POTENCIA REACTIVA, SERVICIO DE VOLTAJE.....	23
1.4 ÉNFASIS DEL PROBLEMA TÉCNICO POTENCIA REACTIVA, SERVICIO DE VOLTAJE .....	27
1.5 ÉNFASIS DEL PROBLEMA DE MERCADOS PARA POTENCIA REACTIVA Y SERVICIO DE VOLTAJE.....	27
1.6 RESUMEN.....	28
CAPÍTULO 2. ALCANCES Y DEFINICIÓN DEL PROBLEMA .....	30
2.1. ASPECTOS TÉCNICOS .....	30
2.1.1 Equipos.....	32
2.1.2 Seguridad.....	34
2.2. ASPECTOS DE MERCADO.....	36
2.2.1 Aproximaciones para el análisis de la oferta en mercados de energía eléctrica.....	37
2.2.2 Otras particularidades de los mercados de energía en los sistemas eléctricos .....	39
2.2.3 Desarrollos sobre mercados de potencia y energía reactiva .....	41
2.3 ASPECTOS REGULATORIOS .....	42
2.4. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	44
CAPÍTULO 3. PROPUESTA METODOLÓGICA .....	46
3.1 JUSTIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	46
3.2 SACSUR Y ESQUEMAS DE MERCADO.....	48
3.3 SACSUR EN COLOMBIA.....	50
3.3.1 Caso 1. Factor de potencia constante: .....	52
3.3.2. Caso 2: Potencia reactiva constante: .....	54
3.3.3 Caso 3: Potencia reactiva proporcional a la capacidad declarada: .....	55
3.4 PROPUESTA CAUSAL .....	56
3.4.1 Aspectos regulatorios .....	57
3.4.2 Aspectos técnicos .....	58
3.4.3 Diagramas causales .....	59
CAPÍTULO 4. MODELACIÓN .....	62
4.1 COMPONENTES Y RELACIONES.....	62
4.2 ESPECIFICACIÓN DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN .....	67

4.2.1 Módulo de despacho de potencia activa.....	68
4.2.2 Módulo de despacho de potencia activa.....	70
4.2.3 Módulo de despacho de potencia reactiva.....	71
4.3 CASOS DE SIMULACIÓN.....	73
4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	75
4.4.1 Primer escenario.....	76
4.4.2 Segundo escenario.....	76
4.4.3 Tercer escenario .....	77
4.4.4. Resultados gráficos obtenidos de las simulaciones .....	78
4.4.5 Observaciones y precisiones sobre el proceso de modelación y simulación, y los resultados obtenidos .....	90
CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	93
CAPÍTULO 6. REFERENCIAS .....	96
ANEXO 1. ECUACIONES DEL SISTEMA.....	108



## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Demanda de energía facturada por mes y por zona.	74
Tabla 2. Potencia de los generadores por generador y por zona	74
Tabla 3. Factores de potencia de demanda por zona y tipo de demanda.	75

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Sistema de potencia simplificado	31
Figura 2. Técnicas para la solución del problema	47
Figura 3. Estructura del sector eléctrico según la normatividad Colombiana	50
Figura 4. Estructura del mercado eléctrico según la normatividad Colombiana	51
Figura 5. Política de factor de potencia constante	53
Figura 6. Política de potencia reactiva constante	54
Figura 7. Política de porcentaje de potencia disponible	55
Figura 8. Mapa de relaciones en el sistema de potencia reactiva	58
Figura 9. Diagrama causal del sistema de potencia en relación con la potencia activa y Reactiva	59
Figura 10. Diagrama causal de la relación de liquidación y despacho para generadores considerando la potencia activa y reactiva.	60
Figura 11. Carta de generación o de operación del generador	63
Figura 12. Diagrama simplificado de las funciones del simulador	65
Figura 13. Diagrama detallado de las funciones del simulador.	65
Figura 14. Distribución de Zonas para el estudio, tomada de [ISA, 1996].	67
Figura 15. Carta de operación normalizada en el primer cuadrante para todos los generadores.	72
Figura 16. Modelo de aplicación en el simulador para la política 1	76
Figura 17. Modelo de aplicación en el simulador para la política 2.	77

Figura 18. Modelo de aplicación en el simulador para la política 3.	78
Figura 19. Liquidación total acumulada por generador con política 1.	79
Figura 20. Liquidación total acumulada por generador escenario con la política 2.	79
Figura 21 Liquidación total acumulada por generador escenario con la política 3.	80
Figura 22. Costo total acumulado de reactiva del sistema con la política 1.	80
Figura 23. Costo total acumulado de reactiva del sistema con la política 2.	81
Figura 24. Costo total acumulado de reactiva del sistema con la política 3.	81
Figura 25. Costo de la energía reactiva total del sistema en cada periodo con la política 1.	82
Figura 26. Costo de la energía reactiva total del sistema en cada periodo con la política 2.	82
Figura 27. Costo de la energía reactiva total del sistema en cada periodo con la política 3.	83
Figura 28. Costo acumulado de reactiva por generador con la Política 1	84
Figura 29. Costo acumulado de reactiva por generador con la Política 2	84
Figura 30. Costo acumulado de reactiva por generador con la Política 3	84
Figura 31. Costo acumulado de reactiva por generador con la Política 1, mínimas.	85
Figura 32. Costo acumulado de reactiva por generador con la Política 2, mínimas.	85
Figura 33. Costo acumulado de reactiva por generador con la Política 3, mínimas.	86
Figura 34. Valor acumulado de energía reactiva por periodo del sistema por tipo de demanda con la política 1.	87
Figura 35. Valor acumulado de energía reactiva por periodo del sistema por tipo de demanda con la política 2.	87
Figura 36. Valor acumulado de energía reactiva por periodo del sistema por tipo de demanda con la política 3	88
Figura 37. Valor acumulado de energía reactiva del sistema por periodo por tipo de demanda con la política 1.	89
Figura 38. Valor acumulado de energía reactiva del sistema por periodo por tipo de demanda con la política 2.	89
Figura 39. Valor acumulado de energía reactiva del sistema por periodo por tipo de demanda con la política 3.	90

## **LISTA DE SIGLAS**

SACSR: Sistema De Administración y Comercialización Del Servicio De Energía y Potencia Reactiva.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

STN: Sistema de Transmisión Nacional.

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

## INTRODUCCIÓN

El servicio de energía eléctrica tiene por objetivo principal la producción, transporte y uso de potencia y energía activa; la naturaleza física del servicio de energía eléctrica en sistemas de corriente alterna (AC) requiere, entre sus servicios complementarios, el de potencia reactiva y control de voltaje, que son temas puramente técnicos y propios de la Ingeniería Eléctrica [Kundur, 1994].

La operación y administración de los servicios de y relacionados con la energía eléctrica fueron realizados principalmente por entidades gubernamentales a nivel mundial desde el inicio del uso comercial de la energía eléctrica. En términos generales<sup>1</sup>, esta situación abarcó desde principios del siglo veinte hasta los años ochenta, aproximadamente.

Sin embargo, a partir de finales de los ochentas y principios de los noventa la regulación y administración de los servicios públicos evolucionaron hacia políticas y estructuras de mercado [Montoya y Smith, 1997] buscando que el estado abandonara su posición de productor y se dedicara al rol de regulador. Este cambio inicialmente consideró solo el servicio de potencia y energía activa; luego, en la refinación de la cultura de mercado se consideró el servicio complementario de regulación de voltaje y potencia reactiva [Zhon y Bhattacharya, 2002].

Los problemas generados por al introducción del mercado en la regulación de voltaje y potencia reactiva se ubican en general en medio de dos grandes campos de la ciencia y la tecnología. El primero de ellos comprende la naturaleza física asociada al problema de la potencia reactiva, el cual reviste un reto por las abstracciones necesarias en las relaciones de campos electromagnéticos a pesar de que en general se consideran solo condiciones de estado estable.

Desde el punto de vista físico la potencia reactiva y la activa no difieren dimensionalmente, pero el comportamiento del sistema eléctrico en AC hace que sea posible realizar una separación teórica de la energía eléctrica que se usa para la realización de trabajo efectivo y la que se usa para que los campos eléctricos y magnéticos en los equipos en AC permitan su adecuado funcionamiento y se cumpla su objeto principal que es la producción y transporte de potencia eléctrica activa. Para el alcance de este trabajo se acepta que existe una forma de potencia eléctrica que es la potencia activa y otra forma de potencia eléctrica que es la potencia reactiva y que esta última es necesaria para la operación del sistema eléctrico de potencia en AC.

El segundo gran campo abarca los problemas relativos a el servicio de energía y potencia reactiva en sistemas de potencia eléctrica en AC en ambientes de mercado, específicamente se aborda el problema del comportamiento en el tiempo del sistema de administración y comercialización bajo dos opciones con tipos de oferta diferentes.

---

<sup>1</sup> Hubo momentos en que la propiedad de la energía eléctrica estuvo en cabeza de empresas privadas, pero que luego por dificultades económicas pasaron al control estatal.

La crisis energética y el cambio en la estructura y principio de operación de los servicios públicos a nivel mundial [Harris, 2002], entre ellos el servicio de energía eléctrica, introdujeron nuevas técnicas y procedimientos en la reglamentación y prestación del servicio que inicialmente se concentró en el servicio de potencia activa. Luego de madurar en la operación de los sistemas bajo el nuevo paradigma en el mundo se dio un movimiento que estudió y estudia, por un lado el costo de producción, transporte y consumo de energía reactiva [Arroyo et al., 2002; Capitanescu, 2002; Kundur, 1994; Deng et al., 2002; Xu et al., 2001], y otro que se encarga de la operación y los métodos para las políticas de regulación, comercialización y administración del servicio de potencia y energía reactiva [Alvarado et al., 2003; Alvarado et al., 2001(a); Alvarado et al., 2001(b); Betancur et al., 2001; Da Silva et al., 2001]. A nivel internacional algunos países han implementado el esquema del servicio de reactiva por diferentes esquemas [California energy comision, 2003; Hirvonen et al., 2000; National Grid, 2003; Regulation and business affairs, 1998; The Brattle Group 2001(a), The Brattle Group, 2001(b); Zhon y Bhattacharya, 2002]. Algunos recién incorporan los cambios hacia un esquema de mercado [Alvarado, 2003]. Aunque la implementación es relativamente reciente, 1998 a 2005, ya algunos de ellos cuentan con experiencia de mercado.

A nivel nacional, en el 2001 aparecieron los primeros resultados de una consultoria de la CREG [Betancur, 2001; The Brattle Group, 2001(a); The Brattle Group, 2001(b); The Brattle Group, 2001(c)], que dejó como uno de sus productos el borrador de propuesta para la resolución de reglamentación del servicio de reactiva, en el 2005 apareció la resolución CREG 018-2005 que establece el cuerpo de propuesta “Por la cual se reglamenta la gestión del flujo de Potencia Reactiva y se definen las obligaciones y responsabilidades, de los agentes del SIN, en la prestación de este servicio” que reglamenta el servicio de potencia y energía reactiva en Colombia.

En la bibliografía estudiada los métodos y propuestas están justificados en términos de la efectividad, precisión o velocidad de las soluciones propuestas y en lo apropiado o no del método de acuerdo a las condiciones en las que deben darse las aplicaciones, en ningún caso se establece como parámetro de comparación el comportamiento del sistema en el tiempo ante diferentes condiciones o cambios en las políticas.

Este proyecto pretende analizar tres opciones del requerimiento de producción de reactivos de los generadores para la regulación del servicio de energía y potencia reactiva en el sistema eléctrico Colombiano. La estructura básica del marco regulatorio adoptado corresponde a la propuesta publicada para discusión por la CREG [The Brattle Group, 2001 (c); CREG 018, 2005], que en general plantea un compromiso de generación de reactivos obligatorio no remunerado y unos compromisos voluntarios remunerados, para el servicio adicional de potencia reactiva, que se transan en subasta entre los posibles productores de reactiva del sistema. [Arroyo et al., 2002; Zhon y Bhattacharya, 2002].

Así, la pregunta de la que parte este proyecto es:

¿Cual será la política mas adecuada para el sistema de administración y regulación de energía reactiva en el sistema eléctrico colombiano? Este proyecto contribuirá a la solución de esta

pregunta estimando el comportamiento, en el tiempo, del sistema de producción y consumo de reactivos de un sistema eléctrico con características similares a las del Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN).

El aporte que realiza este trabajo es de tipo metodológico, en el cual se usa la dinámica de sistemas como una herramienta que permite analizar el comportamiento en el tiempo del SACSR para dos condiciones estructurales diferentes de mecanismos de mercado. Para cada una de ellas se establecen variaciones propias en políticas y parámetros que reflejan el efecto de las decisiones en el comportamiento de los componentes más importantes del sistema. Usualmente en este tipo de problemas se preestablece un marco teórico estático y se determina si su comportamiento es lo suficientemente satisfactorio como para ser probada e implementada.

### **OBJETIVO GENERAL**

Estudiar el comportamiento aproximado del sistema de Administración y comercialización del servicio de Energía y Potencia Reactiva en Colombia utilizando Dinámica de Sistemas

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Representar el comportamiento del SACSR, según la estructura de la propuesta de resolución de la CREG considerando tres opciones en el requerimiento de producción de reactivos de los generadores, usando modelos de dinámica de sistemas.

Investigar el comportamiento de los generadores en el SACSR, determinando las ventajas y desventajas en términos económicos de los modelos propuestos.

Determinar la conveniencia de las políticas y analizar la opción mas conveniente con sus ventajas y restricciones, a fin de servir de referencia en la toma de decisiones del sistema que próximamente entrará en operación.

El alcance general de este trabajo cubre los aspectos de simulación en el tiempo que consideran las características de producción de potencia activa y reactiva de generadores sincrónicos, equipos de compensación y cargas operando en condiciones de estado estable y de despacho por méritos para las dos propuestas de la tesis, el énfasis mas importante de este trabajo es el comportamiento de los agentes según la variación en las políticas de regulación y administración del sistema de potencia y energía reactiva, para el efecto se asumen datos típicos y se trabaja con una estructura similar a la del SIN [Arboleda y Franco, 2003; California Energy Comission, 2003; Chappe y Leal, 2002]. Se acepta una estructura de precios presentada por los oferentes de energía y potencia en el sistema sin considerar la manera como los agentes llegaron a esa proposición. Se asume un sistema de transmisión único inmodificable con capacidad conocida para sus componentes, no se asumen compromisos sobre la optimización o la seguridad aunque se consideran algunos elementos de estos aspectos que son relevantes y necesarios para el objeto del trabajo como son las restricciones operativas de los equipos y las de seguridad implícitas en la delimitación de áreas tomada del SIN [Chappe y Leal, 2002].

Se asume una estructura de costos de la bibliografía [Arcos, 2003; CREG 047, 2004; CREG 082, 2002; CREG 108, 1997] para la valoración de los recursos implicados en el proceso de simulación.

El documento de la tesis está organizado de la siguiente manera, el capítulo 1 Antecedentes, tiene por objeto la ambientación del lector a los aspectos teóricos básicos mas relevantes necesarios para la comprensión de la estructura y la propuesta que se desarrolla en los capítulos posteriores, en el se presenta brevemente la concepción eléctrica de la energía y potencia reactiva en un sistema eléctrico de potencia y la estructura física, regulatoria, comercial y operación del sistema de potencia eléctrica colombiano, también se da una mirada a la experiencia en el mundo en la administración de reactivos. En el mismo capítulo se presenta el estado del arte de los aspectos más relevantes vinculados al área de conocimiento del problema.

En el capítulo 2 Alcances y definición del problema, se establece la diferencia entre los problemas que resuelven los métodos de solución tanto tecnológicos como comerciales y regulatorios revisados en el capítulo 1 y el problema que se resuelve con esta tesis.

Luego en el capítulo 3 se describe la metodología a través de la cual se desarrolla la solución del problema planteado en el capítulo 2 y que corresponde al uso de la dinámica de sistemas para determinar el comportamiento de las estructuras propuestas en la tesis, además se presentan los modelos causales para los diagramas de Forrester y las tres políticas propuestas para el SACSUR.

El capítulo 4 Modelación, se distribuye en tres partes principales como sigue, la primera proporciona los elementos básicos necesarios para la modelación del sistema y sus componentes, en el se presentan los modelos de generadores, despachador y de la demanda que se usan en el proceso de simulación, y el comportamiento dinámico del sistema. En la segunda parte se elabora y simula una estructura básica del sistema de administración y comercialización de energía y potencia reactiva y se usan en el los elementos modelados en la primera parte del capítulo, a fin de proporcionar un marco general claro que permite luego la construcción de los modelos objeto de la tesis. La estructura básica comprende la búsqueda de aspectos como los costos de reactivos y la definición de la reglamentación relevante, necesaria y básica que hace parte de la estructura del modelo. En la tercera parte del capítulo se elaboran los modelos de simulación de las propuestas objeto de la tesis, realizando sobre ellas los cambios que permitan establecer sus diferencias y definir un criterio de calificación para recomendar una de ellas o ambas especificando sus ventajas y desventajas.

También en el capítulo 4 se presentan los resultados de las simulaciones para todos los generadores del sistema y para el sistema agregado, y se determina la política mas conveniente según los escenarios simulados.

En la sección correspondiente a las conclusiones se presentan las precisiones sobre los resultados más importantes hallados durante la realización del trabajo y algunas recomendaciones sobre desarrollos futuros y la observación del sistema en operación.

Otro aspecto que es importante aclarar es el tecnológico relacionado con la operación del sistema eléctrico de potencia y que tiene especial relevancia en el aspecto de seguridad por estabilidad de voltaje, al respecto se realizan muchos estudios que pretenden prever los colapsos y otros problemas de voltaje que están directamente relacionados con la producción, transporte y consumo de potencia reactiva. En este trabajo se asume que el sistema está en un punto de operación seguro y que sin importar el motivo es posible requerir desde el sistema la producción o consumo de potencia reactiva adicional al despachado.

La optimización y la determinación de costos y pagos para la potencia reactiva es otro ámbito cercano a este trabajo, por efectos prácticos y de simplificación se asumen unos costos y condiciones de operación del sistema que pueden corresponder o no a puntos óptimos pero que permiten determinar el comportamiento del sistema en los términos y condiciones planteadas antes.



## **CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES**

### **1.1 EL PROBLEMA ENERGÉTICO Y LA PRESTACIÓN CON CALIDAD DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

La vigilancia sobre los recursos energéticos y su uso, ha determinado cambios en la manera como se producen, comercializan y administran dichos recursos. En el caso de la energía eléctrica (una de las formas de energía mas apreciada por su flexibilidad, facilidad de transformación, y uso eficiente) se han usado diferentes estructuras.

En general a nivel mundial el servicio de energía eléctrica fue suministrado en principio por entidades privadas, luego las condiciones económicas y políticas de las naciones hicieron que el servicio fuera administrado, regulado y operado por entidades estatales o empresas mixtas; en los años 80 la tendencia mundial representada en los cambios inicialmente de algunos países europeos, Chile y Nueva Zelanda [Gilbert y Kahn, 1998] llevó a los estados a asumir en general solo el papel de reguladores, permitiendo a las empresas privadas la operación y administración de la estructura energética y de servicios públicos incluyendo la energía eléctrica, consolidándose así el modelo actual de mercado para la energía eléctrica en los países que lo adoptaron, con sus respectivas particularidades.

Las políticas liberales de las naciones determinaron el cambio mencionado como necesario para incorporar los servicios públicos dentro del esquema de libre competencia en mercados, que como consecuencia deben llevar a un manejo optimizado de los recursos, a una disminución de costos de operación, modernización continua de la tecnología y como resultado el favorecimiento sobre la calidad del servicio y las tarifas de los usuarios.

En el servicio de energía eléctrica se consideró el cambio, en principio, de la producción de energía y potencia eléctrica activa, enmarcándolo dentro de un ambiente de competencia. Otros componentes, funciones y quipos que hacen parte del sistema eléctrico de potencia y que permiten su adecuada operación, tanto técnica como administrativa y comercial, no se

consideraron dentro del marco competitivo de mercado, en este grupo se encuentran los denominados servicios complementarios, entre los que se encuentran la reserva primaria y de AGC, y la generación de potencia reactiva y regulación de voltaje.[CREG 025, 1995]

Desde sus inicios, el modelo formulado para la prestación de los servicios complementarios consistió simplemente en reglamentarlos dentro de unas condiciones aceptables para la operación confiable y segura de los sistemas, pero no se consideraban como posibles participantes de un mercado propio.

Respecto de la regulación, en Colombia y en la mayoría de los países a nivel mundial se optó por el modelo propuesto, así en 1994 se establecen la Ley de servicios públicos (142) y la ley eléctrica (143) que definieron la estructura jurídica para entrar en la tendencia mundial, fomentada por las naciones desarrolladas y la banca mundial. Como se propuso en los modelos iniciales en otros países [Gilbert y Kahn, 1996] solo se introdujeron esquemas de mercado; y la respectiva regulación; sobre la potencia activa, pero no se consideró mercado para los servicios complementarios [CRE 0010, 1993; CRE 003, 1994; CREG 001, 002; 003, 004, 054, 055, 056, 1994; CREG 012, 024, 025, 1995; CREG 020, 022, 1996]

Sucesos como la crisis energética de los 70 y la modernización en los métodos de administración [Dyner y Larsen, 2001; Harris, 2002;], cambiaron la mirada del mundo hacia los servicios públicos. Como parte del sistema energético mundial, el sistema eléctrico de potencia pasó a un proceso que, en general, requirió la privatización y el cambio organizacional en las empresas que prestaban el servicio, a fin de buscar mayor eficiencia, transparencia y seguridad [Montoya y Smith, 1997; Gilbert y Kahn, 1996]

A nivel internacional los procesos de liberalización de la producción y comercialización de la potencia y energía eléctrica activa han evolucionado en forma similar. En general en todas las estructuras se distinguen cinco agentes principales: El gobierno estatal, los productores de potencia y energía activa, los consumidores o usuarios, los comercializadores y los operadores de red.

El gobierno estatal principalmente realiza la actividad de regulador en la operación e interviene cuando percibe riesgos importantes en la seguridad y confiabilidad de la estructura energética; los productores de potencia y energía activa, son agentes competitivos que se disputan la satisfacción de la demanda con su servicio; los consumidores o usuarios, que según el caso pueden ser regulados o no y según ello compiten por satisfacer su demanda a mínimo precio con alta confiabilidad y calidad. [Dyner y Larsen, 2001; Montoya y Smith, 1997]

Los otros dos grandes actores son los comercializadores y los operadores de red, que según la respectiva nación y su regulación y reglamentaciones pueden tener diferentes características y funciones [Gilbert y Kahn, 1996]. En el caso Colombiano se busca la transparencia [Montoya y Smith, 1997], tratando de separar claramente las funciones a través de empresas independientes según su función [CRE 0010, 1993; CREG 001, 002, 054, 055, 056, 1994; CREG 024, 1995; CREG 020, 1996].

## **1.2 EL MERCADO DE POTENCIA ACTIVA**

El gobierno a través de sus representantes directos se encarga de las estrategias y planeamiento para garantizar el suministro de energía primaria necesaria para la producción de la potencia y energía eléctrica activas, en este campo se han desarrollado las técnicas de planeamiento de sistemas energéticos de corto, mediano y largo plazo que incluyen los métodos de optimización multiobjetivo, multivariable, con incertidumbre [Ventosa et al., 2005] que permitan garantizar una estructura de recursos primarios económicos y confiables para los diferentes períodos de estudio.

Los métodos utilizados para el planeamiento de los recursos primarios dependen del período de análisis, esto es, existen problemas de corto plazo (unit commitment) y problemas de largo plazo (planificación). Para estos problemas se utilizan herramientas como la programación lineal entera y mixta, programación dinámica dual, [Montoya y Smith, 1997], procesos estocásticos, los multiplicadores de Lagrange, las técnicas de inteligencia artificial,

especialmente las redes neuronales y lógica borrosa [Bouffard, F. et al., 2005; Mazumdar y Norman, 2005; Renjun y Hongming 2005; Ventosa et al., 2005]. El problema de estudio de mercados y competencia entre agentes en el servicio de activa ha sido estudiado utilizando aproximaciones con la dinámica de sistemas [Dyner y Larsen, 2001], entre otras técnicas. Los productores de potencia y energía tienen como finalidad principal proveer la demanda minimizando sus costos y maximizando la cantidad vendida y el precio de venta. Como empresa procuran básicamente cubrir tres aspectos, que son el técnico, el financiero y el reglamentario.

Con los aspectos técnicos se pretende principalmente llevar los sistemas a la máxima operación económica posible de manera segura incluyendo la gestión de la operación (máquinas hidráulicas, térmicas y eléctricas, hidrología, hidrometeorología, [Wisler et al., 1980; Mataix, 1982; Golden et al., 1989]), el mantenimiento [Cavallazzi, 1996], la operación de estado estable [Stevenson, 1988], las protecciones eléctricas [Montané, 1995], la automatización y el control [Kundur, 1996]

Los aspectos financieros incluyen todos los requerimientos para que la operación sea rentable pasando por la contabilidad básica, incluyendo el cubrimiento de los costos fijos y variables de operación [Montoya y Smith, 1997], la recuperación de capital invertido, y los aspectos más importantes relacionados con el mercado, que son la determinación del precio de oferta [Mateo et al., 2005; Batlle y Barquín, 2005], la predicción del comportamiento de costo y disponibilidad de los energéticos primarios [Poveda et al., 2003; Posada et al., 1996; Ecocarbón, 1996; Calle y Dyner, 2001; Zapata y Smith, 2003] (agua, carbón, gas, fuel oil), el comportamiento de la competencia [Batlle y Barquín, 2005; Ventosa et al., 2005; Pastrana y Ovalle, 2003; Campuzano y Smith, 2002; Uribe y Dyner, 2002; Osorio y Dyner, 2002], la estrategia y las opciones de negocios [Ramírez y Botero, 2005; Montoya y Smith, 2004; Correa y Montoya, 2003; Montoya y Smith, 2003; Franco y Dyner, 2002; Pineda y Smith, 2003; Pastrana y Ovalle, 2003; Uribe y Dyner, 2002; Franco y Dyner, 2004; Moreno y Ovalle, 2004; Uribe y Montoya, 2005; ].

Los aspectos reglamentarios delimitan las estrategias y métodos para la negociación con otros agentes y la operación dentro del sistema, por ejemplo:

- En la generación están los tipos de contratos y los factores de penalización, que implican valoraciones diferentes para el riesgo frente a las ganancias y las pérdidas.
- La transmisión en algunos casos, como el Colombiano, corresponde a monopolios nacionales y los cargos son del tipo “estampilla”, en el caso Norteamericano existen diversos operadores de red con poder de negociación sobre los servicios de su sistema.
- La regulación sobre la demanda tiene un fuerte impacto tanto administrativo como operativo, la figura del agente comercializador, como intermediario entre la demanda y la generación implica una estructura de negocio tripartita, en el caso Colombiano, además de la posibilidad de negociación directa entre usuarios y generadores. A nivel operativo, los métodos de predicción de demanda y el despacho difieren según la incertidumbre que introduce el desconocimiento de la carga que debe servirse en los intervalos establecidos de despacho por la regulación.

De otro lado los usuarios regulados no tienen oportunidad de intervenir en el mercado<sup>2</sup>, por lo tanto simplemente intervienen en el sistema de manera natural a través de la componente técnica, representada en su demanda y que requiere ser considerada por el operador de red para establecer los requerimientos de demanda antes de la operación, su predicción puede establecerse mediante modelos estadísticos, determinísticos o con la ayuda de técnicas de inteligencia artificial [Dormán, 2005; Kian et al., 2005; UPME, 1995; Franco y Maya, 1988]

De otro modo para los usuarios no regulados, se tienen las mismas consideraciones técnicas, pero, además pueden participar activamente del mercado, lo que implica los aspectos de negociación a través de diversos tipos de contratos y ofertas [Kian et al., 2005; Montoya y Smith, 2003; Pastrana y Ovalle, 2003], con aspectos fundamentales como por ejemplo la predicción de precios [Moreno y Ovalle, 2004; Uribe y Montoya, 2005].

---

<sup>2</sup> Aunque existe la posibilidad de que los usuarios regulados cambien de proveedor, en la práctica las condiciones que deben cumplirse para ello hacen que solo pocos usuarios regulados opten por participar activamente en el mercado.

Los comercializadores son los agentes del sistema más comprometidos con el uso de herramientas y técnicas de todo tipo, porque a ellos corresponde acertar el comportamiento del mercado, lo que incluye todas las componentes con que opera el productor y el usuario, y además de procurar su propio beneficio. En casos como el Colombiano no hay un compromiso de infraestructura en equipos para realizar la función comercializadora, pero es usual el ofrecimiento de los sistemas de medición por parte de los comercializadores cuando los clientes no poseen la infraestructura que cumpla con los requerimientos de los equipos de medida exigidos por la regulación, este caso es usual, especialmente en los clientes con capacidad de potencia en el límite inferior del requisito reglamentario para ser considerados como usuarios no regulados.

Los operadores de red funcionan como monopolios cuando la mayor parte o toda la red del sistema que sirven pertenece al mismo propietario; cuando la red está compuesta por diversos operadores, caso Norteamericano, y según la reglamentación que los cobije pueden tener algún nivel de competencia por requisitos de generación y demanda en sus zonas de operación que no pueden ser suplidos localmente [O'Neill et al., 2005].

En Colombia [Montoya y Smith, 1997] la estructura del mercado de potencia y energía eléctrica activa funciona con base en bolsa de energía [Ley 143, resoluciones CREG], donde pueden participar activamente los productores (generadores), comercializadores, y usuarios no regulados. La operación de la red se paga como un servicio complementario y la transmisión se toma como un monopolio natural que se remunera vía cargos.

Paulatinamente se ha dado la introducción del mercado minorista de energía que pretende acoger productores y demandas menores a fin de acercar a ellos los beneficios de la operación de mercados en competencia.

Otro problema que existe a nivel de potencia activa es la generación distribuida [Vélez, 2005] la cual impone actualmente un reto a nivel mundial, y específicamente para Colombia, por las consideraciones técnicas y reglamentarias que requiere dentro de un esquema de mercado.

Desde el punto de vista técnico, la incorporación de las políticas mundiales de producción limpia y el desarrollo de nuevas fuentes económicamente viables y ambientalmente amigables, como las celdas de combustible, los micro o minigeneradores y la cogeneración, requieren métodos de análisis y de cálculo que incorporan e interactúan a través de modelos, que usualmente por la naturaleza de los sistemas se podían considerar por separado, y que ahora tienen una relación menos separable, lo que influye sobre los algoritmos y las exigencias computacionales de solución.

### **1.3 APARICIÓN DEL PROBLEMA DE REGULACIÓN DE POTENCIA REACTIVA, SERVICIO DE VOLTAJE**

Alcanzada la madurez de los sistemas de mercado de energía y potencia activa, y con la aparición de efectos adversos por sobrecargas de los sistemas [Informe apagón NERC], como consecuencia de la operación en condiciones más extremas en sistemas y equipos muy viejos, se puso la mirada en los servicios complementarios [Bhattacharya y Zhongg, 2001] entre los que se encuentran los de voltaje y potencia reactiva.

Estos servicios están técnicamente ligados por las relaciones de campos electromagnéticos asociados a los equipos de corriente alterna. Esta relación impone restricciones especiales en el transporte de potencia reactiva, que no se encuentran en el de activa, por lo tanto la regulación y políticas de administración y comercialización asociadas a esta modalidad de servicio complementario difieren de las del servicio de potencia activa.

El sistema eléctrico asociado con la energía reactiva consta básicamente de generación, transporte y consumo, y la bibliografía asociada [Kundur, 1996] identifica principalmente los aspectos de técnicos de estabilidad de voltaje y pérdidas como los más importantes a considerar en el estudio de este sistema en lo referente a la reglamentación del servicio de energía reactiva, así como su relación con la energía activa.

Inicialmente a escala mundial, el problema de seguridad en los sistemas energéticos parece que no fue un problema de política de estado [Arroyo y Conejo, 2002; Harris 2002], después, algunos sucesos, como la crisis petrolera de los años 70, hizo que los gobiernos tomaran la seguridad de los sistemas energéticos como una de sus prioridades.

Igualmente en los sistemas de potencia, no se hacía mucho énfasis en el problema de seguridad por estabilidad de voltaje, cuando los sistemas adquirieron ciertas características de tamaño y forma, el estudio de algunos de sus problemas llevó a la conclusión de que la relación de potencia reactiva inyectada en un nodo y el voltaje de ese nodo indicaban un punto de operación del sistema que combinado con otras situaciones podía llevar a un colapso por voltaje [Kundur, 1996].

El otro aspecto asociado con la potencia y energía reactiva es la operación de estado estable del sistema en condiciones seguras, aquí se considera, en los generadores el uso de material y equipo, y su pérdida de vida útil, en los sistemas de transmisión sus pérdidas, y en ambos los costos de oportunidad de producción y transporte de energía activa respectivamente [Alvarado et al., 2003; Bhattacharya y Zhong, 2001; Da Silva et al 2001].

En cuanto a los usuarios, o carga, sus procesos requieren unas cantidades de potencia y energía reactiva inherente a los mismos procesos, por lo tanto estos tienen que ser suministrados bien sea local o remotamente, por lo tanto su papel es importante en términos del comportamiento que conduzca a disminuir el gasto en los sistemas de generación y transmisión, y mejorar su disposición para la producción y transporte de potencia y energía activa [California Energy Comisión, 2003; Deng et al, 2002; Hirvonen et al, 2000; Taylor, 2002].

De acuerdo con Bhattacharya y Zhong (2001) varios países desarrollados han buscado incorporar mecanismos de mercado incipientes para el SACS. Como casos se tiene la compensación de servicios complementarios de potencia y energía reactiva en los países nórdicos, el pago por servicio de soporte de reactivos en el Reino Unido, el servicio de soporte de potencia reactiva del operador de New York (NYISO) basado en un sistema de



precios por costos incurridos; y en el caso del mercado Australiano las remuneraciones por disponibilidad y por operación cuando un agente es requerido para prestar un servicio por la disponibilidad declarada, en general consideran el servicio de potencia reactiva control de voltaje como un producto que requiere una remuneración.

La nueva percepción sobre la potencia reactiva y el servicio de voltaje como producto remunerable [Bhattacharya y Zhong, 2001; Zhong y Bhattacharya, 2002] y las primeras prácticas en sistemas en operación, llevan a que se le considere como un producto susceptible de ser ofertado y asignado para despacho, y conformar una estructura de mercado para este servicio complementario.

Con la aparición de esta mirada en el mundo se dio un movimiento que estudió y estudia, por un lado el costo de producción, transporte y consumo de energía reactiva [Arroyo y Conejo, 2002; Capitanescu y VanCusten, 2002; Kundur, 1996; Deng et al, 2002; Xu et al, 2001], (ver Sección 1.4 más adelante) y otro que se encarga de la operación y los métodos para las políticas de regulación, comercialización y administración del servicio de potencia y energía reactiva [Alvarado et al, 2003; Alvarado et al, 2001 a; Alvarado et al, 2001 b; Betancur, 2001; Da Silva et al, 2001] (ver sección 1.5 más adelante).

A nivel internacional algunos países han implementado el esquema del servicio de reactiva por diferentes esquemas [California Energy Commission, 2003; Hirvonen et al, 2000; National Grid, 2003; Regulation and Bus. Aff., 1998; The Brattle Group, 2001 b; The Brattle Group, 2001 c; Zhong y Bhattacharya, 2002]. Algunos recién incorporan los cambios a mercado [Alvarado et al, 2003]. Aunque la implementación es relativamente reciente, 1998 a 2001, ya algunos de ellos cuentan con experiencia de mercado.

A nivel nacional, en el 2001 aparecieron los primeros resultados de una consultoría de la CREG [Betancur, 2001; The Brattle Group, 2001 a; The Brattle Group, 2001 b; The Brattle Group, 2001 c], que dejó como uno de sus productos el borrador de propuesta para la resolución de reglamentación del servicio de reactiva.

La potencia y energía reactivas son inherentes y necesarias para el funcionamiento y operación de un Sistema de Eléctrico de Potencia en corriente alterna [Irwin,1997]. Históricamente el uso y producción de Potencia y Energía Reactiva en Colombia no se ha realizado con base en una reglamentación clara y unificada a nivel nacional [The Brattle Group, 2001 a], en su lugar se han dado señales operativas, por parte del operador (Centro Nacional de Despacho, CND), a las plantas generadoras para mantener unos niveles de voltaje y factores de potencia que den cuenta de la operación segura y económica para el Sistema de Transmisión Nacional (STN). De otro lado, algunas empresas distribuidoras penalizan el cobro de energía reactiva, de sus clientes, según el factor de potencia demandado para unos intervalos de tiempo específicos.

Actualmente existe una propuesta de resolución para el marco regulatorio en potencia y energía reactiva para Colombia [The Brattle Group, 2001 c], que comparte algunos elementos de la propuesta de subasta de recursos reactivos adicionales (ver Sección 3.3) de Zhong y Bhattacharya, (2002) y de Zimmerman et al, (1999), con generación obligatoria de recursos básicos no remunerada, en el cual se determinan unas reglas de los diferentes agentes en el mercado.

En el mundo actualmente existen estructuras de servicio en esquemas de competencia, hace ya algunos años [National Grid, 2003; The Brattle Group, 2001 b; Zhong y Bhattacharya, 2002], de estos ya existen recomendaciones sobre problemas que no se percibieron en la etapa de implementación y aprendizaje desde los sistemas [Alvarado et al, 2003]. Con base en la experiencia del Sector Eléctrico Colombiano en potencia y energía activa, (1994-2004) [Gutiérrez, 2002], se espera que en la década 2000-2010 el Sistema Eléctrico Colombiano y demás sistemas en el mundo tomen los elementos exitosos que permitan un comportamiento mas acertado de las estructuras planteadas mas recientemente en algunos países.

#### **1.4 ÉNFASIS DEL PROBLEMA TÉCNICO POTENCIA REACTIVA, SERVICIO DE VOLTAJE**

La literatura muestra varias tendencias en el conocimiento asociado con los sistemas de energía y potencia eléctrica reactiva, un grupo se ha dedicado al estudio tecnológico eléctrico del problema, que incluye todo el sistema eléctrico de potencia desde las plantas de generación, pasando por los sistemas de transmisión y distribución hasta los usuarios cubriendo aspectos de análisis de estado estable, estado transitorio, operación, mantenimiento y diseño [Alvarado et al, 2001 a; Bhattacharya y Zhong, 2001; Capitanescu y VanCusten, 2002; Gnanadass et al, 2000; Kundur, 1996; Nobile y Bose, 2002; Ou y Sing, 2002; Quick y Carey, 2002; Taylor, 2002; Xu et al, 2001; Zhong y Bhattacharya, 2002].

#### **1.5 ÉNFASIS DEL PROBLEMA DE MERCADOS PARA POTENCIA REACTIVA Y SERVICIO DE VOLTAJE.**

En el ámbito internacional se han desarrollado métodos para valorar el costo del servicio de reactiva [Da Silva et al, 2001; Deng et al, 2002], mientras otros estudian la operación y administración óptima del sistema para diferentes opciones de mercado [Alvarado et al, 2001 a; Alvarado et al, 2001 b; Bhattacharya y Zhong, 2001; California Energy Commission, 2003; Webber et al, 2001; Xu et al, 2001; Zhong y Bhattacharya, 2002; Zimmerman et al, 1999].

Algunos países como el Reino Unido ya han realizado reformas al servicio de reactiva con base en su experiencia [Regulation and Bus. Aff., 1998]

Otros países se han dedicado a la tarea de definir el costo de los recursos que deben usarse para la producción y el transporte de potencia reactiva [Gnanadass et al, 2000; Gross et al, 2002; Hirvonen et al, 2000; Nobile y Bose, 2002; Ou y Sing, 2002; Ross, 2002; Taylor, 2002; Webber et al, 2001; Xu et al, 2001; Zhong y Bhattacharya, 2002], otros han buscado establecer los mecanismos de operación y reglamentación del servicio de reactiva en un sistema en competencia, y para su formulación y análisis usan métodos de optimización

determinísticos, estadísticos y heurísticos [Arroyo y Conejo, 2002; Alvarado et al, 2001 a; Alvarado et al, 2001 b; Da Silva et al, 2001; Deng et al, 2002; Quick y Carey, 2002; Xu et al, 2001; Zhong y Bhattacharya, 2002; Zimmerman et al, 1999], en algunos casos incluso proponen una estructura combinada de operación del mercado de energía activa en conjunto con el de potencia reactiva [Kaye et al, 1998].

## **1.6 RESUMEN**

La incorporación de los servicios complementarios de potencia reactiva y regulación de voltaje está antecedida por la aparición de mercados competitivos de energía eléctrica que consideraron solamente la potencia y energía activa tanto a nivel nacional como internacional.

La práctica particular de considerar aspectos sobre la remuneración del servicio de potencia reactiva y regulación de voltaje en algunos países atrae la atención del sector eléctrico a nivel mundial y lleva a la formulación de los aspectos técnicos, administrativos, financieros y regulatorios que dejan como resultado diversas propuestas para la operación y regulación del manejo de la potencia y energía reactiva en mercados competitivos.

A nivel técnico se estudian con bastante detalle todos los aspectos eléctricos del problema, dentro de los cuales se hacen desarrollos y se tiene en proceso de solución aspectos numéricos y algorítmicos especialmente para los sistemas de potencia interconectados.

A nivel administrativo y de operación el énfasis es a la optimización de los recursos integrando el problema de potencia reactiva al de potencia activa dentro de los esquemas de estudio conocidos para la misma.

Los aspectos mencionados son la base para la elaboración y puesta en marcha de los marcos regulatorios de servicio, pero en general no se realiza un análisis del efecto de la adopción de

una estructura regulatoria específica con diferentes opciones y con el uso de una herramienta formal de análisis.

En el presente trabajo se hace énfasis en una parte del tema de aspectos regulatorios, para el efecto, en el siguiente capítulo se describen los aspectos técnicos, regulatorios y de mercado mas importantes asociados con el servicio de potencia reactiva y regulación de voltaje, para obtener la definición del problema específico, cuya solución permite establecer aspectos que diferencian la adopción de una de tres opciones sobre la manera como los generadores son remunerados por la provisión de la potencia reactiva.

## **CAPÍTULO 2. ALCANCES Y DEFINICIÓN DEL PROBLEMA**

El estado del arte sobre los aspectos más relevantes relacionados con la producción, regulación y comercialización de los servicios de potencia reactiva y control de voltaje, se puede clasificar en tres grupos, a saber, *aspectos técnicos, regulatorios* y de *mercado*. La clasificación mencionada se realiza con base en la observación de la bibliografía especializada en el tema.

Como en gran parte de la literatura científica, una parte de la documentación incluye tópicos dentro de las tres clasificaciones, pero la mayoría de ellos enfatiza en alguno de ellos principalmente, y esa es la base de la clasificación.

### **2.1. ASPECTOS TÉCNICOS**

La potencia reactiva y la energía reactiva son conceptos propios de la Ingeniería Eléctrica que proceden de las relaciones de campos electromagnéticos en sistemas comerciales de potencia en corriente alterna, la interpretación usual [Irwin, 1997], y aceptada por la comunidad académica, las define como la potencia y energía que no se usa para trabajo efectivo por el usuario, pero necesaria para el almacenamiento, conformación y variación del campo eléctrico y del campo magnético de todos los equipos físicos que hacen parte del sistema eléctrico de potencia en corriente alterna. En la figura 1 puede apreciarse un esquema simplificado de un sistema de potencia en el que se muestra el sistema de producción, transmisión y consumo de energía eléctrica.

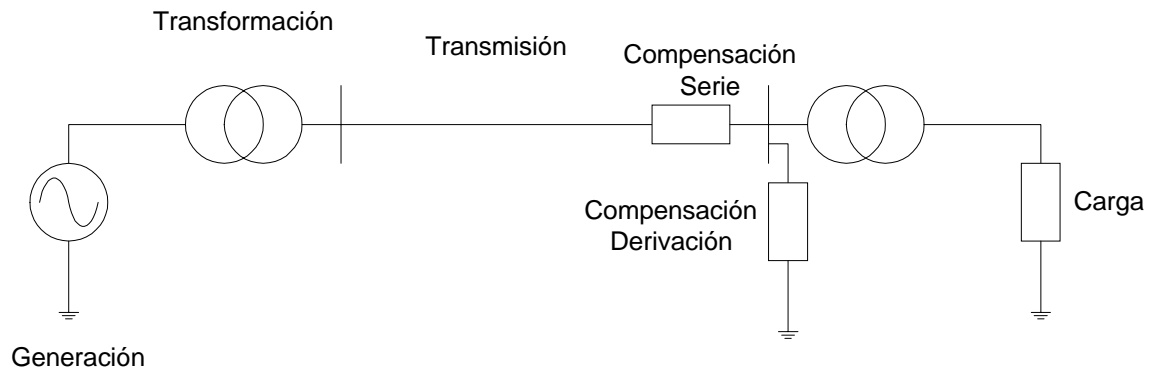


Figura 1. Sistema de potencia simplificado.

La potencia reactiva en el sistema eléctrico de potencia implica principalmente su producción, transporte y consumo. En la descripción del problema, la literatura no se refiere directamente a estas componentes sino que lo hace a través de los *equipos* asociados con dichos procesos. Los equipos más importantes asociados a la producción de potencia reactiva son en su orden de importancia los generadores sincrónicos, los equipos de compensación en derivación y los transformadores de potencia; en el transporte están los equipos de compensación serie, los equipos de compensación derivación, las líneas y cables de transmisión; y en las cargas (consumo) los equipos más importantes son los de tipo inductivo como los motores de inducción y otras cargas que se comportan como consumidores de potencia reactiva.

De otro lado, otros aspectos técnicos asociados a la potencia reactiva en el sistema de potencia son las pérdidas, la capacidad de transmisión, la regulación y la estabilidad de voltaje. Los tres primeros han sido ampliamente estudiados, por lo que el énfasis se encuentra en el último aspecto, el cual en términos generales se asocia a la *seguridad por voltaje*.

Consecuentemente, a continuación se hace la descripción del estado del arte en aspectos técnicos desde el punto de vista de los equipos y desde la seguridad por voltaje.

### 2.1.1 Equipos

Como se comentó, la documentación relacionada con los aspectos técnicos del tema considera el estudio de los equipos asociados con la producción, transporte y consumo de potencia reactiva, así como el respectivo comportamiento del sistema eléctrico de potencia (la unión de los anteriores elementos) en estado estable, en condiciones de cambio por operación normal y en condiciones de cambio que comprometen la estabilidad de voltaje del sistema, y por lo tanto la seguridad del mismo en lo relacionado con la integridad de los equipos y de la continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica del sistema.

Entre los equipos de producción mas tradicionales y dominantes de potencia y energía reactiva están los generadores sincrónicos, que han sido ampliamente estudiados y caracterizados por ser el equipo mas importante del sistema tanto para la producción de potencia activa como de potencia reactiva y control de voltaje [Fitzgerald et al., 1992; Stevenson 1988]. La literatura mas reciente se ha enfocado en la parametrización de la máquina [Sauer y Pai, 1998], su comportamiento y el de sus controladores [Arroyo, 2002] y la interacción como parte del sistema eléctrico de potencia [Kundur, 1994].

Otros equipos comprometidos directamente con la potencia reactiva y el control de voltaje son los equipos de compensación en serie y derivación, los cuales tradicionalmente han sido usados como una solución de compensación de reactivos desde principios del siglo pasado, pero estudiados inicialmente solo como parte de un sistema en estado estable o con cambios discretos y muy lentos en su operación.

El auge de la electrónica de potencia mejoró los equipos de producción tradicional y propició la aparición de una gran diversidad de sistemas de compensación [Edris, 2000; Kundur, 1996]. Estos equipos permiten una actuación muy rápida, flexible y variada [Kundur, 1996], lo que los hace muy apropiados para responder a las exigencias técnicas agregadas por el crecimiento de los sistemas y por la tendencia al uso en el límite de todos los recursos, que resulta de la incorporación de la optimización en la operación de los sistemas, lo que introduce mas complejidad al sistema de potencia para su operación y análisis.



El uso de los equipos de compensación con base en electrónica de potencia permite de manera flexible el control de los flujos de potencia por el sistema eléctrico mejorando su desempeño y permite su adaptación operativa óptima al cambio de la carga a la vez que se cumplen las restricciones técnicas y económicas impuestas en un sistema de mercado, que determina la confiabilidad de sistemas en términos de su operación. [Billinton et al., 2000; Edris, 2000].

Otro equipo que tiene incidencia directa es el transformador de potencia, el cual es usado intencionalmente para el control de flujo de potencia reactiva y voltaje, su importancia depende de la potencia del transformador y del tipo de cambiador de Taps que posea, al igual que el respectivo control para los cambios [Kundur, 1994].

La operación de los equipos de compensación tiene como fin último mejorar las condiciones para la operación de la potencia y energía activa, pero tienen como objeto principal el consumo y producción de reactivos y control de voltaje, por lo tanto no presentan la complejidad técnica para la administración y regulación que posee el generador sincrónico que tiene como fin principal la producción de potencia activa y a la vez puede controlar la componente reactiva en un mismo dispositivo. Este compromiso hace del generador sincrónico la referencia para la determinación de los aspectos regulatorios y de mercado tanto para la componente activa como para la reactiva.

Finalmente, el estudio de las cargas desde el punto de vista de los equipos se ha enfocado tradicionalmente a la obtención de los modelos que mejor reflejen el comportamiento del sistema real según el escenario de estudio [Kundur, 1994], dentro de este se considera la sensibilidad del cambio de potencia activa y reactiva con los cambios de voltaje del sistema y la correspondiente realimentación. Un escenario de estudio es el comportamiento de la regulación de voltaje usando el modelo de estado estable de la configuración de la carga y formulando el problema como de optimización, uno de los métodos reportados para la solución es el de simulated annealing [Singh et al., 2004]. Otros escenarios comprenden el análisis dinámico de la carga en sus componentes activas y reactivas como parte de un

sistema de potencia completo y representado a través de sus ecuaciones diferenciales haciendo uso del jacobiano de cada parte que representa el modelo del sistema completo desde las fuentes hasta las cargas, llegando a involucrar la componente de mercado dentro de dicha dinámica. [Alvarado, 2001(a)].

### **2.1.2 Seguridad**

El tema de la seguridad, relacionada con el colapso de voltaje, ha sido ampliamente estudiada y en el convergen el aspecto de la generación y consumo de reactivos y la regulación de voltaje. La base de estudio comprende comportamientos estáticos y dinámicos que son abordados con diferentes métodos que incluyen técnicas determinísticas y heurísticas.

Tradicionalmente el estudio de flujo de carga ha sido la herramienta para determinar los requerimientos de potencia activa y reactiva del sistema y para su solución se usan métodos como el de Gauss-Seidel y el de Newton-Raphson [Stevenson, 1988] en una versión que considera el sistema de potencia estático y para el cual se obtiene la solución de un punto de operación. Considerando el problema de estabilidad de voltaje se puede partir de un análisis de flujo de carga para estimar el estado del sistema y determinar los ajustes de control del mismo, con esta base se lleva el sistema a un estudio dinámico que permite determinar los límites críticos que pueden llevar el sistema al colapso por voltaje [Chowdhury y Taylor, 2000]

El cálculo del flujo de carga óptimo permite estimar el punto de operación estático del sistema, pero además deja para el sistema los ajustes de los equipos de control de reactiva de mínimo costo para el sistema con los valores de las variables de estado dentro de sus rangos de restricción, entre los métodos de optimización reportados está el método extendido no lineal primal-dual de punto interior [Liu et al., 2002]. Para el operador además es necesario considerar la variación de carga horaria, que puede incorporarse mediante una determinación heurística de las necesidades de reactivos hora a hora que combinada con un flujo de carga

óptimo para cada hora permite establecer los controles y el cumplimiento de restricciones, además se realimenta la estimación heurística y se recalcula el sistema [Deng et al., 2002].

Según las características que rigen el comportamiento del colapso de voltaje es necesario considerar tanto el valor de estado estático (momento a momento) de las variables como su comportamiento en el tiempo y su relación con el estado del sistema, es decir los equipos que están conectados y los ajustes de sus sistemas de control, para establecer los escenarios que pueden llevar el sistema al colapso y tomar medidas correctivas que lo impidan. Para lograr lo anterior se propone el uso de métodos de búsqueda binaria para determinar márgenes de sensibilidad precontingencia para los controles usando información poscontingencia, los márgenes hallados se usan como insumo en un flujo de carga óptimo para determinar los ajustes de los controles del sistema que no permiten el colapso [Capitanescu y Van Custen, 2002]

En los sistemas de potencia es posible priorizar las contingencias y los equipos involucrados que tienen mayor riesgo para llevar el sistema a un colapso de voltaje usando el método del flujo de carga de continuación y a través del método colapso de voltaje inducido por bifurcación de nodo de silla se determina el punto de colapso y con él los índices de las contingencias clasificadas según su posibilidad de llevar el sistema a colapso. [Flueck et al., 2002].

Durante la operación y el control del sistema se debe considerar el perfil de voltaje y la seguridad por colapso de voltaje. Marques et al. (2005), proponen un sistema de supervisión y control basado en un sistema experto que usa lógica borrosa para determinar y valorar el estado del sistema considerando cálculos previos y conocimiento de los operadores sobre el sistema controlado.

En el ámbito técnico también son motivo de estudio otros aspectos como los flujos de potencia, vistos como afectados de manera específica por el tipo de equipos considerados en el estudio [Billinton et al., 2000], o según las técnicas matemáticas usadas, como el método de punto de colapso, que usa el principio de bifurcación y el punto de silla como elementos

básicos de análisis para el estudio de control y la estabilidad de voltaje del sistema [Yorino et al., 2005]. Además como parte del análisis de flujo de carga el estudio del colapso de voltaje relaciona el efecto del comportamiento de equipos, como el transformador con cambio de tap bajo carga, que puede ayudar a controlar el sistema para que no llegue al colapso, a la vez que permite determinar causas que hacen que la operación del cambiador de taps ayude a llevar al sistema eléctrico al colapso por voltaje [Zhu et al., 2000]

Otro tema tratado por la bibliografía es el efecto de los cambios de carga y de contingencias sobre la estabilidad del voltaje, uno de los métodos usados para este tipo de estudios es el de los valores propios obtenidos del sistema de ecuaciones diferenciales que relaciona las variaciones de voltaje con la variación de los posibles controles del mismo según las variaciones de carga, donde además se considera el uso del método de bifurcación de punto de silla. [Capitanescu y Van Cutsem, 2005]

Todos los aspectos técnicos relacionados con el sistema de producción, transporte y consumo de energía eléctrica están lo suficientemente estudiados como para garantizar una operación confiable y segura del mismo. Sin embargo, se han generado preguntas que apuntan a entender cómo garantizar dicha operación en medio de las exigencias que presenta una estructura basada en mercados. Así, una tendencia investigativa importante es el estudio de la representación y relación de los aspectos técnicos con los aspectos económicos y administrativos operando conjuntamente. A continuación se revisa la literatura encontrada al respecto.

## **2.2. ASPECTOS DE MERCADO**

El paso del sistema eléctrico Colombiano al esquema de mercado, igual que en otros países del mundo, se ha caracterizado por incluir inicialmente en el mecanismo de mercado solo la potencia y energía eléctrica activa. La evolución de las estructuras operativas y administrativas relacionadas con el suministro de electricidad, de manera aislada y particular

en diferentes países [The Brattle Group 2001(b)] ha llevado a la incorporación del concepto de servicio de potencia reactiva y regulación de voltaje.

La aparición de potencia reactiva y regulación de voltaje como servicio, dentro del ambiente del servicio de energía eléctrica, propició la opción de considerarlo como un producto dentro del concepto de mercado. A continuación se presentan algunos aspectos de la literatura relacionados con los mercados de energía que van desde la explicación de la necesidad de establecimiento del mercado hasta la descripción e incorporación del mecanismo para el servicio de potencia reactiva y regulación de voltaje; se describen primero los trabajos encontrados para el análisis de la oferta en mercados de energía eléctrica, luego se referencian trabajos que tratan aspectos particulares de los sistemas eléctricos en el mercado de energía y finalmente los desarrollos sobre mercados directamente relacionados con el servicio de potencia reactiva y regulación de voltaje.

### **2.2.1 Aproximaciones para el análisis de la oferta en mercados de energía eléctrica**

La incorporación de los mercados en las estructuras eléctricas aparecen por diferentes circunstancias del desarrollo de los países, en general el propósito es garantizar el suministro energético, incorporar y garantizar el libre acceso al mercado como factor de desarrollo de la competitividad y el beneficio de los usuarios finales [Ross, 2002].

La imperfección de las estructuras administrativas y organizativas, además de la imposibilidad de prever todos los aspectos que hacen parte del sistema de mercados de energía no permite que los propósitos mencionados se logren a cabalidad [Ross, 2002], por esta razón se sigue en la búsqueda de refinamientos en todos los aspectos de mercado que ayuden a lograr sus objetivos primordiales.

Las teorías económicas, el desarrollo tecnológico y la experiencia en los mercados de electricidad han llevado a la elaboración de diferentes modelos de mercado que incluyen los mercados restringidos y los de libre acceso. El término de mercado restringido se refiere a los

condicionamientos que imponen los sistemas de regulación que no permiten el libre acceso de los participantes al mercado.

La mayor parte del desarrollo teórico sobre mercados de electricidad se ha centrado en los mercados de libre acceso considerando como principales agentes los generadores, la demanda y los operadores de red. Estos agentes son vistos como participantes que se comportan de forma estratégica dentro del mercado. Una de las herramientas más utilizadas para estudiar el problema de competencia estratégica es la teoría de juegos, en la cual los generadores ofertan sus recursos buscando el máximo beneficio, se establecen las necesidades de carga y el operador despacha los mejores generadores de acuerdo a algún criterio, buscando el mínimo costo. [Ventosa et al., 2005]

Entre los modelos económicos para la elaboración de estrategias están los de Bertrand, Cournot, Stackelberg y el de equilibrio de la función de oferta [Li y Shahidehpour, 2005] que se diferencian en los supuestos sobre los competidores y las demandas en cuanto a su comportamiento y naturaleza, incluyendo la oferta solo de la generación o la de la generación y la demanda además de un análisis estático o dinámico. Con base en el modelo elegido se establecen las técnicas matemáticas mediante las cuales se solucionan los problemas resultantes que pueden incluir técnicas de la teoría de juegos como la búsqueda del equilibrio de Nash, métodos de optimización determinísticos como los multiplicadores de Lagrange, primal dual de punto interior, programación lineal entera o mixta, programación no lineal, las técnicas de ramas y límites, y los métodos heurísticos [Li y Shahidehpour, 2005; Pereira et al., 2005; Arroyo et al., 2002; Kian et al., 2005; Correia, 2005; Das y Wollengerg, 2005; Yamin, 2005]

Estos trabajos, al concentrarse en el problema de oferta, deben hacer suposiciones y simplificaciones de otros aspectos de los sistemas eléctricos (servicios complementarios, fallas y efectos transitorios entre otros) que deben ser revisados cuando se introducen esquemas de mercado. Una de estas particularidades es la potencia reactiva. Los anteriores trabajos tampoco analizan el problema que genera la consideración de esquemas de mercado

para la energía activa sobre la generación de potencia reactiva. Las dos secciones siguientes recopilan los trabajos más recientes orientados al estudio de dichas particularidades.

### **2.2.2 Otras particularidades de los mercados de energía en los sistemas eléctricos**

La naturaleza de los sistemas eléctricos impone otras características particulares a los mercados de energía que permiten representar el problema a solucionar como de dos niveles, o anidados; en un nivel se representa el problema de la oferta de generación y en el otro la determinación de recursos que entran en operación (despacho).

El problema del primer nivel se resuelve básicamente como se mencionó en el numeral anterior, en el cual los generadores deben determinar la cantidad de potencia y el precio ofertado para lo cual finalmente deben recurrir a métodos de optimización.

Para el problema de segundo nivel se resuelve el problema de despacho que incluye la capacidad de transmisión, la reserva y la desconexión de carga como principales elementos técnicos, además se consideran otros elementos como la definición de costos, precios, inversión y el poder de mercado, a continuación se describen detalles sobre los métodos de solución del problema considerando los asuntos mencionados.

El problema de despacho ha sido tratado extensa y detalladamente por la literatura a partir de la aparición de los mercados de electricidad; según las simplificaciones, restricciones y supuestos puede tratarse como un problema soluble con programación lineal o como un problema dinámico que considera diversos subproblemas iterativos y/o multietapa donde los resultados de una etapa pueden ser insumo para las restricciones del subproblema de la siguiente etapa. Para estos casos se puede recurrir a la solución dinámica con métodos como el de Runge-Kutta para solucionar los subproblemas de la reserva rodante y la desconexión de carga, y la programación lineal combinados en descomposición por cortes de Benders para determinar el despacho económico [Moya, 2005; Dormán, 2005;]

La capacidad de transmisión representa una de las mayores restricciones en el sistema, además de que normalmente está asociada al monopolio natural de los sistemas de transmisión, sin embargo existen propuestas que permiten que diferentes operadores de red declaren diferentes capacidades a diferentes precios para un mismo sistema de potencia cuando la estructura física (la red) y el sistema regulatorio (diferentes operadores de red) puedan cumplir el acometido [Rau, 1999; O'Neill et al. 2005; Ou y Singh, 2002]

El aspecto del poder de mercado y transmisión son vistos como obstáculos que deben ser controlados desde la regulación, generalmente se da por limitación en la capacidad de propiedad como porcentaje de la capacidad instalada nacional, si el control no es adecuado o no funciona el poder de mercado y la transmisión hacen el control del mercado y no permiten alcanzar los objetivos de mercado en libre competencia [Bautista y Quintana, 2005; Quick y Carey, 2002]

La capacidad de reserva es uno de los servicios complementarios del sistema eléctrico de potencia, normalmente hacen parte de las restricciones operativas del sistema, lo que eleva los costos del mercado y lo aleja de su propósito principal, entre las propuestas reportadas en la bibliografía aparece la de Wang et al., (2005) que propone una estructura de mercado flexible con base en mecanismos de precio uniforme y de subasta que mediante optimización permite garantizar la operación del sistema a mínimo precio, acercando la operación del sistema al ideal de mercado.

En los aspectos relativos al costeo y predicción de precios, una de las herramientas utilizadas son los modelos Markovianos. Entre las aplicaciones reportadas en la bibliografía se encuentra el uso de parámetros estocásticos para el análisis de costos de producción del sistema operando bajo restricciones (Valenzuela y Mazumdar, 2001). También en la predicción de precio de despacho es posible usar cadenas de Markov para unir los modelos dinámicos que representan los cambios discretos en las decisiones de los competidores (Mateo et al., 2005). De otro lado los modelos estocásticos dinámicos se usan para representar el problema de inversión adjudicando la representación de la incertidumbre en la demanda a una cadena de Markov (Botterud et al., 2005). Dentro de las propuestas para



análisis de modelos de costo de producción estratégica se encuentran los modelos de equilibrio que toman como base la teoría de juegos [Batlle y Barquín, 2005].

Finalmente Alvarado et al (2001) propone una metodología a través de los valores propios que permite evaluar la dinámica de mercados incluyendo las componentes técnicas y comerciales del problema [Alvarado et al, 2001].

El problema de potencia reactiva es una particularidad especial que, por sus características e importancia para la sostenibilidad del sistema, ha sido propuesta como un servicio y como tal puede enmarcarse dentro de un esquema de mercado. A continuación se detallan los trabajos encontrados al respecto.

### **2.2.3 Desarrollos sobre mercados de potencia y energía reactiva**

El desarrollo tecnológico y la evolución de los mercados de energía han llevado a considerar otros componentes diferentes a la potencia y energía activa, entre los que se cuentan los servicios complementarios, que incluyen el servicio de potencia reactiva y regulación de voltaje.

En algunos casos simplemente se ha regulado sobre dicho servicio para establecer unos parámetros mínimos de calidad y unas reglas claras de operación que garanticen la seguridad del sistema eléctrico, en otros casos se ha llegado a la remuneración del servicio por diferentes mecanismos que incluyen cargos por disponibilidad o pagos por generación los cuales pueden ser a un precio pactado entre el operador y el generador, o puede ser establecido directamente por el regulador; y finalmente, en algunos países se ha incorporado el mecanismo de mercado. [The Brattle G., 2001(b); Bhattacharya y Zhong, 2001]

En el caso de aproximaciones mediante mecanismos de mercado, las propuestas encontradas presentan las siguientes consideraciones:

De acuerdo con la revisión realizada por The Brattle G., (2001(b)), la **propuesta convencional** consiste en una estructura formal compuesta por una definición de costos de producción, un método de mercado con base en subasta de recursos a mediano plazo - mediatizado por una regulación formulada considerando los aspectos de seguridad -, y unas componentes tanto obligatorias como opcionales transables según un acuerdo predefinido (ver sección 4 más adelante para mayor claridad). En la operación se realiza primero un despacho con criterio económico de mínimo costo para el sistema, basado en las ofertas de potencia reactiva, y en la liquidación se comparan los compromisos, las obligaciones y la operación realizada para llevar a cabo el balance de ingresos y egresos para cada agente del sistema.

La segunda es la **propuesta de precios nodales** [Bhattacharya y Zhong, 2001], la cual se basa en la naturaleza local de la producción y transporte de la energía y potencia reactiva. Respecto de la estructura anterior esta propuesta es más o menos similar; la diferencia principal radica en que las propuestas se valoran de acuerdo a la ubicación de los productores respecto de cada nodo del sistema de potencia y a las necesidades (déficit o superavit) del nodo y la zona eléctrica donde se propone la producción o el consumo de reactivos.

### **2.3 ASPECTOS REGULATORIOS**

La evolución en la administración y operación de los sistemas eléctricos tiene diferencias de país en país, aún considerando los países desarrollados y los países en desarrollo por aparte. Incluso bajo esta diferenciación, algunos países desarrollados y otros en desarrollo tienen más elementos en común que algunos desarrollados entre sí [Gilbert y Khan, 1998].

Considerando la tendencia mas general, hacia la privatización, países como Chile, Reino Unido y Colombia, han incorporado mecanismos legales que propician la operación en competencia de los sistemas encargados del suministro de electricidad, incorporando reglas relativamente claras para la operación que pretenden dar señales igualmente claras para los

inversionistas que permitan garantizar la operación y expansión del sistema según la dinámica de la demanda.

Esta labor se ha encargado a entes de regulación, los cuales en la primera etapa de la introducción de mercado destinaron sus esfuerzos a la regulación de mecanismos de operación y negociación en potencia activa. Sin embargo, la componente reactiva sólo se consideró en su parte técnica por lo que, en una segunda etapa, se debe considerar la regulación de aspectos de mercado para otros generadores, tales como la remuneración de los equipos de compensación además de la de los generadores sincrónicos.

Al igual que para la potencia activa [Gilbert y Khan, 1998], la disminución de costos por el despacho de potencia centralizado está influenciada por el grado de variación de costos de operación evitable en la operación, el margen de reserva requerido para evitar cortes en el suministro, y el grado de variación de la demanda en el tiempo y el espacio. Si la política regulatoria define entre sus prioridades la seguridad y la calidad del suministro de todo el sistema de potencia eléctrico - a pesar del carácter local de la producción y consumo de potencia reactiva -, la seguridad y calidad sistémica se impone sobre el carácter local de la reactiva y justifica la coordinación de recursos, la operación y la inversión de recursos dedicados a la producción, transporte y consumo de potencia y energía reactiva. Si, de acuerdo con lo discutido en la sección 3.2.3 la literatura ya reporta mecanismos para remunerar estos elementos en entornos de mercado, la pregunta sería cómo orientar a los reguladores para determinar cuál de estos puede ser más conveniente.

Un vínculo natural entre la componente tecnológica y la regulatoria se encuentra en las formulas que finalmente expiden los entes regulatorios y que se basan generalmente en estudios técnicos, estas formulas llegan al usuario como una receta que se debe cumplir con carácter de obligatoriedad tomando como base la estructura regulatoria, usualmente los estudios que dan lugar a las formulas consideran de manera juiciosa y detallada todos los aspectos técnicos mas importantes del problema, pero generalmente no consideran los efectos que fuera del ámbito técnico y en escenarios de decisión afectan el comportamiento del sistema y los costos y beneficios en el mismo.

Entre los aspectos regulatorios que presentan comportamientos como el descrito están los contratos, las restricciones y penalizaciones en el sistema, que pueden ser estudiados y tratados con diversas técnicas de análisis, pero como en el caso anterior usualmente no están muy ligados a la componente técnica del problema.

## **2.4. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA**

Como conclusión de la revisión de literatura, pueden encontrarse diferentes problemas en los cuales pueden darse aportes como fruto de esta investigación. Los principales problemas corresponden al comportamiento de la demanda, la precisión de los modelos, la consideración de la regulación en los modelos y la introducción de esquemas de mercado en potencia reactiva.

El comportamiento de la demanda en el mercado se asume como pasivo en la mayoría de las propuestas, aunque en algunas de ellas se considera como parte del problema de despacho.

Existe un compromiso importante entre la precisión de los modelos y la calidad y velocidad de cálculo para los resultados obtenidos según la complejidad del sistema. La estructura del sistema y el comportamiento de la carga permiten determinar por experimentación los métodos más rápidos y simples posibles que dejen resultados aceptables para las propuestas de generación y el despacho. Los problemas clásicos sobre generación y despacho se tratan por métodos determinísticos, y ofrecen buenos resultados, aspectos más imprecisos o aleatorios asociados son tratados por métodos estadísticos o heurísticos.

La regulación como estructura o sistema no es abordada explícitamente por la literatura técnica. Esto es, las normas regulatorias son dadas exógenamente y se imponen sobre el sistema. No se considera el efecto regulatorio en el modelo de solución para las propuestas de generación y su efecto sobre el usuario.

Si bien se han definido diversas propuestas de mercado para energía reactiva, no se han hecho estudios que permitan entender, modelando la situación competitiva, cuál de estos puede ser más conveniente a una estructura de generación particular.

Así, de los problemas anteriormente descritos, se propone realizar un aporte al último mencionado. Este trabajo realiza una primera aproximación al análisis de la relación del mercado de potencia reactiva con la estructura regulatoria. Se toma como objeto de experimentación el problema de la incorporación del servicio de potencia reactiva y la regulación de voltaje en la estructura de mercado; específicamente se revisa la relación del beneficio de los generadores en el mercado cuando la regulación considera una de tres propuestas sobre la relación de potencia activa y reactiva de los generadores según su carta de operación. En el capítulo siguiente se explican las diferentes propuestas y se describe una formulación metodológica para la solución del problema.

## **CAPÍTULO 3. PROPUESTA METODOLÓGICA**

### **3.1 JUSTIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA**

El problema de introducción de mecanismos de mercado y regulación en el servicio de potencia reactiva se caracteriza tanto por la interacción dinámica entre los agentes, como por la consideración de restricciones técnicas y aspectos regulatorios. Teniendo esto en cuenta, a continuación se presenta de manera sintética una descripción metodológica general acerca de la propuesta de solución y sus elementos estructurales mas importantes, y finalmente la descripción de la forma particular como se pretende solucionar el problema.

Un problema en el que confluyen componentes técnicas, administrativas o regulatorias, incertidumbre, cambios en el tiempo y condiciones no determinísticas, se caracteriza por presentar una alta complejidad. Con base en el análisis bibliográfico que se presentó en los capítulos anteriores, el análisis de un problema de esta naturaleza puede abordarse mediante el uso de técnicas “Duras” o técnicas “Blandas” (ver figura 2).

La primera ofrece soluciones muy precisas y matemáticamente formales, tienen un contexto de aplicación orientado a las componentes técnicas, el cual se caracteriza por ser relativamente determinístico. Sin embargo, según la complejidad del problema no siempre se garantiza una solución. De la bibliografía consultada no se conoce ninguna propuesta desde estas técnicas que considere el problema con las características mencionadas en el párrafo anterior, usualmente se tiene un alto consumo computacional y no siempre se puede representar el problema.

La segunda opción en general solo provee soluciones aproximadas y permite establecer tendencias; según los casos reportados en la bibliografía, permitiría representar simultáneamente, aunque de forma simplificada, todos los aspectos del problema en estudio que se presentan en el primer párrafo. En este problema particular, la simulación de sistemas

dinámicos es aplicable porque permite representar la evolución de sistemas que cambian su comportamiento y políticas en el tiempo, permite representar aspectos técnicos - como el comportamiento de los generadores en su carta de operación- y aspectos de tipo regulatorio - como las políticas para la regulación de producción de potencia reactiva. Aunque no permite considerar detalladamente el modelo físico (componentes técnicas), y tampoco se reportan aplicaciones de la misma en este problema, esta aproximación permite, al involucrar las demás componentes, servir de apoyo al análisis de políticas de regulación.



Figura 2. Técnicas para la solución del problema

### 3.2 SACS R Y ESQUEMAS DE MERCADO

En el contexto histórico, los sistemas eléctricos de potencia iniciaron una competencia tecnológica entre dos tendencias claramente diferenciables, los sistemas en corriente directa (DC) y los sistemas en corriente alterna (AC), finalmente por las características físicas desarrolladas en los sistemas de generación y transmisión a finales del siglo antepasado, se impuso el sistema en AC, que consta básicamente de señales eléctricas de tipo sinusoidal de frecuencia constante, la naturaleza de estas formas de ondas eléctricas y el comportamiento electromagnético de los equipos del sistema da origen a una forma de potencia compleja (S) que tiene por parte real la potencia promedio activa P, y por parte imaginaria la potencia reactiva Q, y que se representa como:

$$S = P + jQ$$

Donde j corresponde al número imaginario  $\sqrt{-1}$ , usualmente denominado i en la matemática clásica.

La potencia activa corresponde al componente de la potencia eléctrica que puede ser convertida en trabajo efectivo por los equipos que demandan energía eléctrica para hacer la transformación de energía eléctrica a fuerza mecánica, calor o luz. Este es el objeto de producción transmisión y consumo de la energía eléctrica, y para ello se formaron y definieron los primeros esquemas de mercado de energía eléctrica.

La potencia reactiva corresponde a la potencia necesaria para que los equipos eléctricos que funcionan en AC puedan operar, específicamente la potencia reactiva permite la formación y almacenamiento tanto de campo eléctrico como magnético en todos los equipos del sistema de potencia, de esta forma se hace posible la transformación y transporte de la potencia desde los puntos de generación hasta las cargas.

Según la expresión  $S = P + jQ$ , en el plano complejo, P y Q están en cuadratura, de allí se puede formar con ellas un triángulo rectángulo cuyos catetos son P y Q, y cuya hipotenusa es



la magnitud de  $S$ , el ángulo formado entre el cateto  $P$  y la hipotenusa es el ángulo del factor de potencia, y el coseno de ese ángulo corresponde al factor de potencia.

Las relaciones anteriores se presentan a fin de ilustrar al lector sobre los términos técnicos mas importantes asociados con el problema, continuando, como se mencionó inicialmente el movimiento mundial de los sistemas de potencia hacia los esquemas de mercado correspondió al objeto principal del sistema de potencia que es la potencia activa, pero para el cumplimiento de este objeto es necesario garantizar unos estandares en la calidad y la seguridad de la potencia.

Parte de lo necesario para la garantía que se menciona corresponde a los servicios complementarios, que no tienen por objeto la producción de la potencia activa sino permitir que está se dé con las características especificadas. Dentro de los servicios complementarios, como se ha mencionado antes, esta el de Control de voltaje y potencia reactiva, sus relaciones formales se encuentran en el dominio de la Ingeniería Eléctrica y corresponden a expresiones matemáticas de tipo formal que relacionan variables eléctricas de las máquinas y del sistema [Kundur, 1996].

Los servicios complementarios pueden ser suministrados por diferentes agentes dentro del sistema eléctrico de potencia, y como el resto del sistema, tienen unos costos que usualmente se consideraban dentro de los costos de operación de las empresas de servicios. La incorporación de la estructura de mercado para la potencia activa en si, y sus consecuencias sobre la exigencia a la red eléctrica hizo que agentes y reguladores consideraran los servicios complementarios como un producto que debía ser suministrado, consumido y pagado por los agentes del mercado de acuerdo a una estructura formalmente establecida por la regulación.

Para el caso del servicio de potencia reactiva inicialmente su remuneración se comenzó a realizar de manera diferente y en diferentes países como una estructura que no era intencionalmente de mercado, [The Brattle Group, 2001 b], pero el ejercicio de remunerar de alguna manera la potencia reactiva o las variables directamente relacionadas con ella, como

son el factor de potencia y el voltaje de barra, llevo finalmente a pensar la producción y consumo de potencia y energía reactiva como una estructura de mercado.

Inicialmente la estructura de mercado para potencia reactiva se adoptó en los países que tenían mejor estructurado su mercado de energía eléctrica (activa), lo que produjo una mirada importante desde la academia y la industria, y se originó un movimiento que masificó a nivel mundial la opción de considerar el mercado de potencia reactiva.

### 3.3 SACSR EN COLOMBIA

La referencia para la realización de este trabajo es el marco regulatorio Colombiano vigente, para los aspectos relacionados con la potencia activa, y que corresponden en general; al mecanismo de bolsa en el que los agentes generadores, comercializadores, usuarios no regulados y el operador de red realizan las operaciones y transacciones de energía activa necesarias para satisfacer la demanda del país; el reglamento de operación que cobija los sistemas de generación, transmisión y distribución en todas sus componentes técnicas.

La estructura general regulatoria Colombiana puede apreciarse en la figura 3. En el interior de la pirámide se encuentran los elementos que componen el sector eléctrico en Colombia y al lado se describen sus principales características.

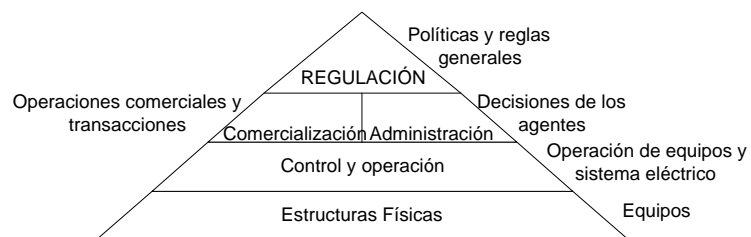


Figura 3. Estructura del sector eléctrico según la normatividad Colombiana

En la figura 4 se presentan las principales relaciones que rigen el sistema de comercialización de energía eléctrica de Colombia según la regulación vigente, en ella se distinguen

principalmente tres agentes a saber, generación, comercialización y demanda, la generación corresponde a los productores que proveen el servicio de potencia y energía eléctrica activa, los comercializadores son agentes intermediarios autorizados para interactuar entre productores, la demanda y el operador del mercado de energía eléctrica, la demanda corresponde a los usuarios que pueden ser regulados y no regulados, los que aparecen en la figura corresponden a los usuarios no regulados, que tienen la posibilidad de negociar tanto la cantidad como el precio de la energía de consumo en diferentes modalidades de contratos.

El operador del mercado de energía se realiza las liquidaciones que dejan como resultado los pagos y cobros a todos los agentes del sistema entre los que se encuentran las empresas de transmisión y distribución que son remuneradas por su actividad de transporte de energía vía cargos.

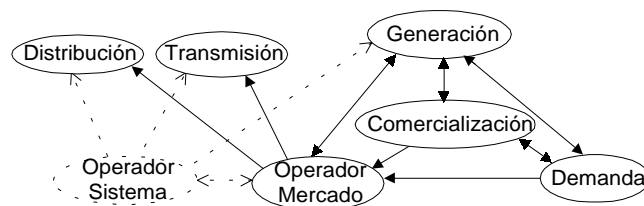


Figura 4. Estructura del mercado eléctrico según la normatividad Colombiana

La incorporación del servicio de potencia reactiva y regulación de voltaje dentro del esquema de mercado nace como un requerimiento de calidad dentro del proceso de cambio del sistema eléctrico nacional, dentro de los requerimientos se decide la contratación de una consultoría, adjudicada a la empresa The Brattle Group, que finalmente presentó un borrador de resolución para el servicio de potencia reactiva y regulación de voltaje en el SIN, esa propuesta se puso en discusión, por parte de la CREG por algunos años y luego se realizó otra ronda de modificaciones que finalmente deben dejar a mediados del 2006 la resolución definitiva que regula el servicio de potencia reactiva y voltaje en el SIN.

Dentro del estudio realizado por The Brattle Group, se presentan las tres propuestas mas usadas a nivel mundial para establecer el marco de referencia para el pago por la producción de potencia reactiva en dos componentes, obligatoria y transable. La obligatoriedad se establece con base en la carta de operación del generador, que es una representación gráfica

donde se delimita la zona de operación permitida para que el generador pueda entregar tanto potencia activa como reactiva y absorber potencia reactiva. Sin embargo, no se encontró en la bibliografía referencias que evalúen con alguna técnica matemática los beneficios y desventajas de las propuestas que permitan tomar una decisión en la adopción de alguna de ellas. Este es el aspecto principal del presente trabajo.

Para los aspectos relacionados con la energía y potencia reactiva se suponen los elementos contenidos en las propuestas presentadas a la CREG y que están en vía de aprobación. A continuación se presentan los tres esquemas de política propuestos para la CREG. [Betancur, 2001; The Brattle Groupe, 2001 a, b y c]

### **3.3.1 Caso 1. Factor de potencia constante:**

Se considera a criterio del operador de la red un factor de potencia obligatorio que tiene por objeto satisfacer las necesidades mínimas requeridas para el transporte de potencia activa hasta los consumidores, que deben cumplir además un factor de potencia mínimo de operación. Si el operador requiere potencia reactiva que lleva al generador a operar a un factor de potencia mas bajo, es decir a un ángulo de factor de potencia mayor, y por acuerdo previo, el productor suministra la potencia reactiva adicional y se le paga según el acuerdo realizado y ajustado a la regulación.

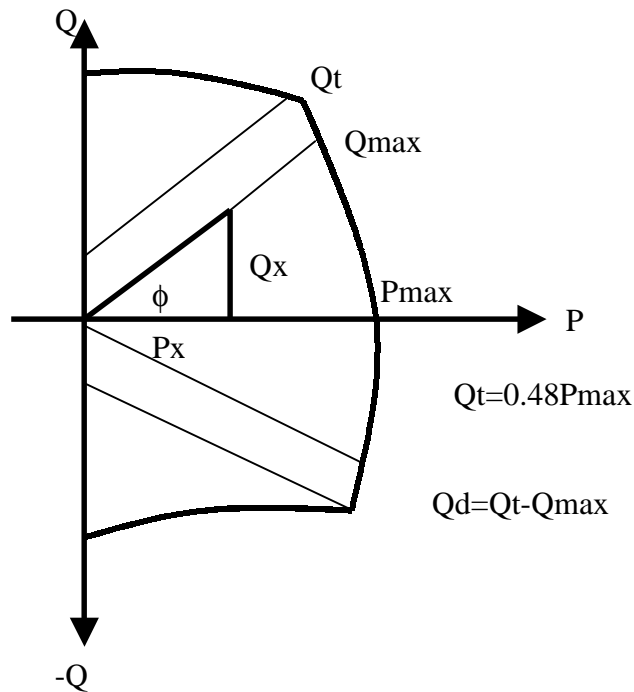


Figura 5. Política de factor de potencia constante

En la figura 5 puede observarse el triángulo de potencia formado por el punto de operación con potencia activa  $P_x$  y potencia reactiva  $Q_x$ , el ángulo  $\phi$  corresponde al ángulo del factor de potencia y su coseno es el factor de potencia. Cualquier valor de potencia reactiva al que opere el generador y que esté por debajo de la línea que contiene la hipotenusa del triángulo de potencia corresponde a potencia reactiva obligatoria, no remunerable, cualquier valor de potencia reactiva de operación por encima de esa línea, y por debajo de la línea que contiene a  $Q_t$  corresponde a potencia reactiva disponible, remunerable, según la propuesta de The Brattle Groupe, la cantidad de potencia reactiva de la franja debe ser pagada. En el caso de la figura 5 se ha establecido como valor máximo de potencia reactiva  $Q_t$  al 48% de  $P_{max}$  que es la potencia activa máxima que puede producir el generador y que corresponde al corte del límite de la carta de operación del generador con el eje de potencia activa P.

### 3.3.2. Caso 2: Potencia reactiva constante:

Como puede apreciarse en la figura 6, se asume un valor de potencia reactiva constante máximo  $Q_t$ , que corresponde al límite superior de operación posible para el generador, debajo de esta línea se establece un valor constante  $Q$ , entre los dos valores mencionados se ubica la potencia disponible a ser remunerada y cualquier valor de potencia por debajo de  $Q$  se considera obligatoria y no es remunerada. Independiente de la producción de potencia activa por parte del generador, el operador del sistema puede obligar al generador a producir o consumir la potencia reactiva obligatoria que el considere sin remuneración hasta el valor  $Q$  como aparece en la figura 6.

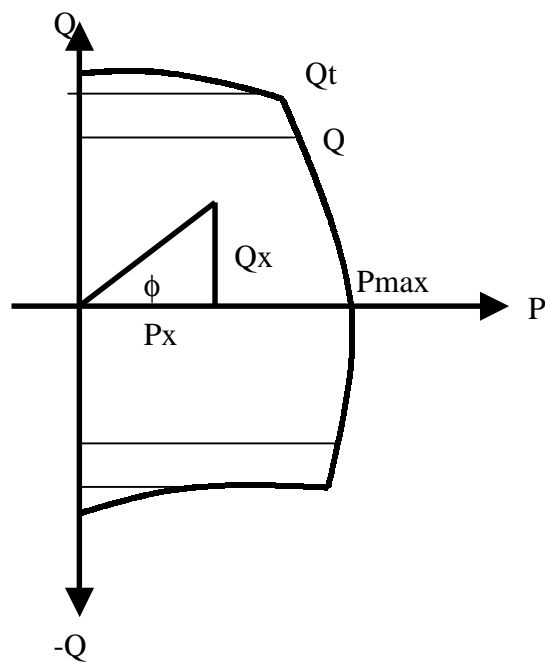


Figura 6. Política de potencia reactiva constante

### 3.3.3 Caso 3: Potencia reactiva proporcional a la capacidad declarada:

Este caso es similar al inmediatamente anterior, la diferencia principal está en que la banda de potencia reactiva remunerable, es decir la disponible, no es constante sino que se establece como un valor proporcional al límite máximo de operación de la carta de operación, lo cual establece una diferencia importante desde el punto de vista de operación de la máquina eléctrica de generación respecto del caso anterior.

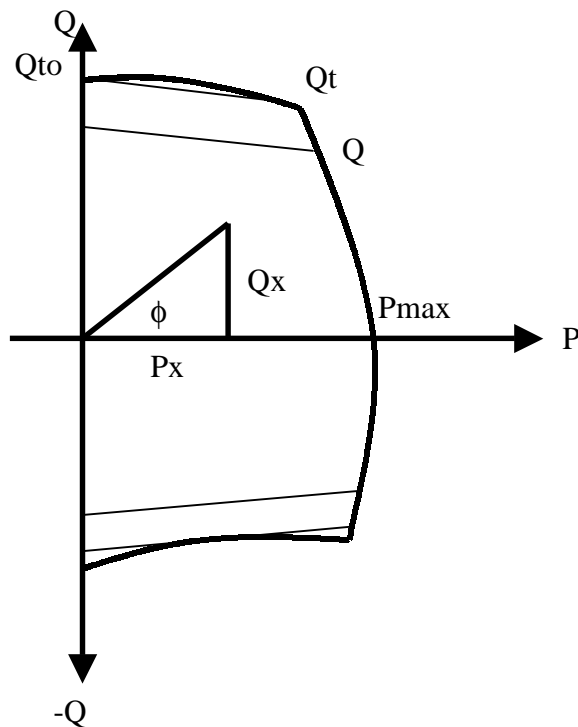


Figura 7. Política de porcentaje de potencia disponible

En todos los casos las propuestas de la bibliografía reportada consideran como indeterminadas las zonas por encima de las bandas de potencia reactiva disponible.

A continuación se formula el mapa relacional y los diagramas causales que conjugan la metodología de solución con las políticas expuestas soportadas en los elementos estructurales

del sistema para el análisis del comportamiento de mercado de energía activa y reactiva considerando aspectos como las ganancias de los generadores.

### **3.4 PROPUESTA CAUSAL**

Como se describió en la definición del problema, el sistema bajo estudio presenta características que pueden ser representadas mediante la técnica de Dinámica de Sistemas. En la construcción de una herramienta de análisis con DS se inicia con la formulación de hipótesis dinámicas que definen las principales relaciones funcionales entre las variables, las cuales son conocidas como diagramas causales.

Como complemento explicativo, antes de abordar la técnica de DS con los diagramas causales se presenta un mapa que representa las principales relaciones entre los elementos mas importantes del sistema objeto de análisis para las políticas de potencia reactiva, ver figura 8.

En el se representa el efecto de la política de operación sobre las políticas de cantidad y precio de potencia tanto activa como reactiva de cada generador, así mismo las cantidades y precios de potencia activa y reactiva en conjunto con características de operación del sistema eléctrico, como la demanda, la capacidad de producción de la zona y la capacidad de intercambio, determinan los despachos de potencia activa y reactiva; de acuerdo a esos despachos resulta la liquidación de todos los generadores que hacen parte de cada una de las zonas en las que se subdivide el sistema.

Según las políticas el despacho de potencia activa condiciona el despacho de potencia reactiva y su liquidación. Un aspecto que no se presenta en la figura 8 es el hecho de que la liquidación total para cada uno de los generadores será la suma de las liquidaciones por potencia activa y reactiva.



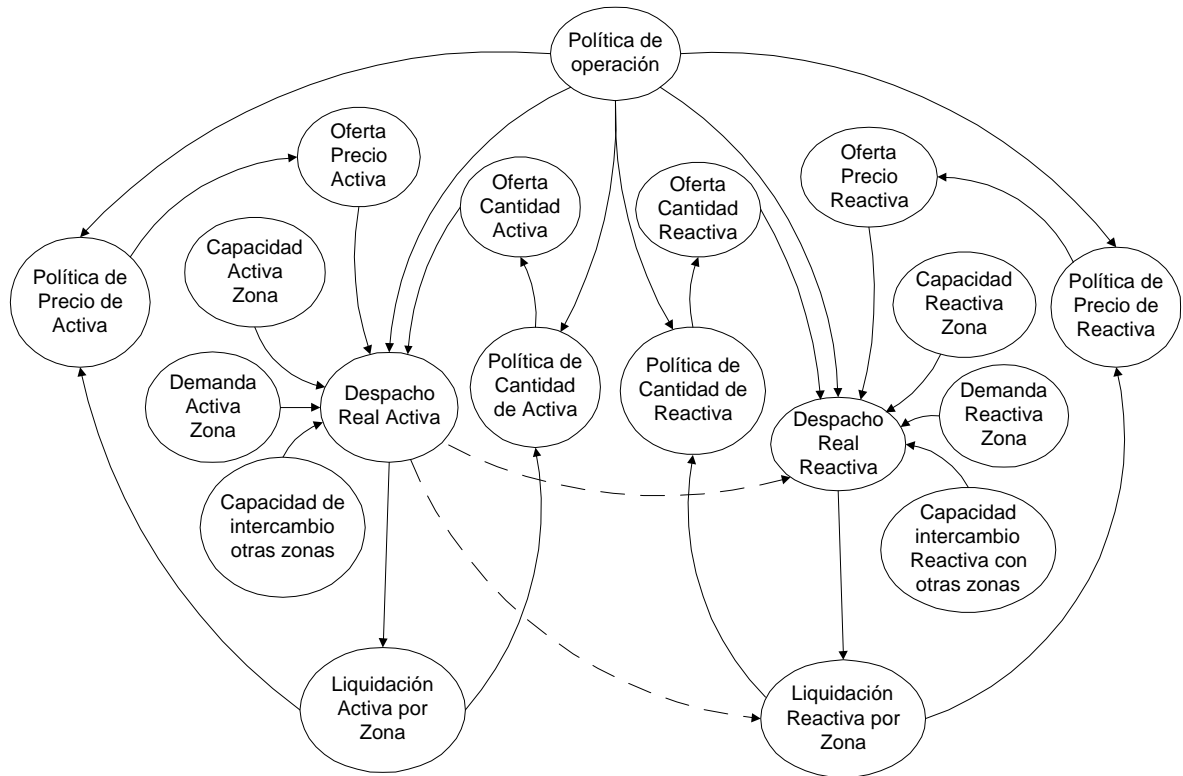


Figura 8. Mapa de relaciones en el sistema de potencia reactiva

Para este trabajo los principales aspectos considerados en la elaboración de los diagramas causales involucran las variables correspondientes al marco regulatorio y los aspectos técnicos.

Para la realización de los diagramas causales se tienen las siguientes consideraciones:

### 3.4.1 Aspectos regulatorios

Para el despacho se considera que todas las transacciones se realizan en la bolsa mediante oferta de cantidad y precio.

Las ofertas de los generadores son exógenas, es decir no se considera el problema de realizar una oferta de optimizada, se asume que ya cada generador realizó todas las consideraciones pertinentes antes de entregar el precio de oferta.

Se considera un esquema de despacho tanto de potencia activa como reactiva por méritos y ajustadas a la regulación vigente para el sistema eléctrico Colombiano. Las ofertas de los generadores se proponen con base en una estructura de costos supuesta.

La evaluación del efecto del tipo de obligatoriedad (según las opciones 1, 2 y 3) no requiere el análisis de competencia entre los generadores para la determinación del precio ofertado para el despacho, se toma el mismo escenario como marco de referencia para examinar el comportamiento de las ganancias según las opciones 1, 2 y 3.

En las liquidaciones no se consideran penalizaciones por incumplimientos ni retardos en los pagos por obligaciones.

### **3.4.2 Aspectos técnicos**

Los aspectos relacionados con la potencia reactiva y la regulación de voltaje apuntan a dos características del sistema, principalmente la calidad y la seguridad, para este trabajo se asume que cuando la cantidad de reactivos demandados se satisface, el voltaje de los nodos del sistema cumple la regulación, así se considera la calidad, la seguridad por estabilidad de voltaje no se considera en este modelo, se considera que los cambios de generación son moderados y aceptables por el sistema para los cambios de carga.

De cada generador se conoce la carta de operación y se asume que siempre se requiere para suministrar reactivos y no para consumirlos. Esta aproximación es válida para la operación real del sistema interconectado nacional Colombiano.

Se considera el problema de congestión de la red de manera aproximada asumiendo que los generadores ubicados en una zona de operación no pueden entregar potencia reactiva a otras zonas de operación.

### 3.4.3 Diagramas causales

A continuación se presenta el diagrama causal que representa las relaciones entre la demanda de potencia activa y reactiva, el cambio del factor de potencia en la demanda y la generación tanto de potencia activa como reactiva.

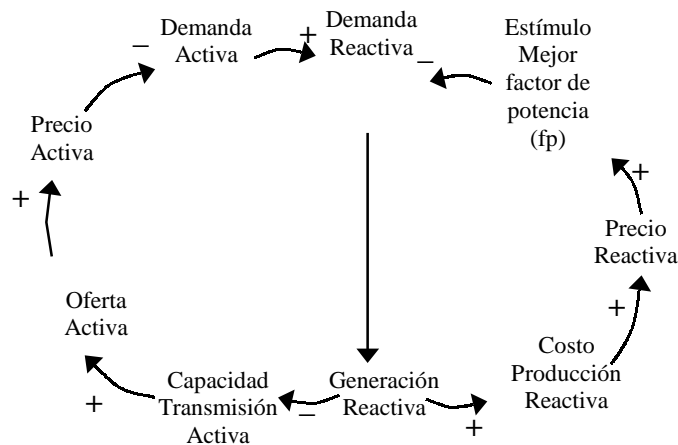


Figura 9. Diagrama causal del sistema de potencia en relación con la potencia activa y reactiva.

Según el anterior diagrama se puede decir que al aumentar la demanda de potencia activa aumenta la potencia reactiva, el aumento de demanda implica aumento en la generación para mantener el balance energético, el aumento en la generación implica el aumento de los costos totales de producción y el aumento del costo de producción de potencia reactiva, que conlleva un aumento en el precio al consumidor, este aumento en la tarifa lleva al consumidor a tratar de mejorar su factor de potencia que es equivalente a tratar de disminuir la potencia reactiva

consumida, la disminución en la potencia reactiva consumida disminuye la necesidad de generación.

De otro lado el aumento en la generación de reactiva disminuye la capacidad de transmisión de las líneas, la disminución en la capacidad de salida desde los puntos de generación disminuye la oferta que puede realizar el generador, lo que causa la disminución en el precio de activa y motiva el aumento de demanda reactiva.

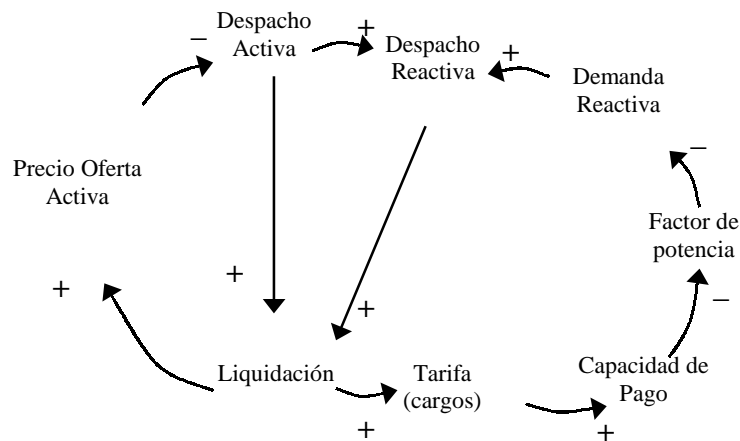


Figura 10. Diagrama causal de la relación de liquidación y despacho para generadores considerando la potencia activa y reactiva.

En la figura 10 se muestra la relación entre el despacho de potencia activa y reactiva y su relación con la liquidación, los precios y la demanda. Cuando aumenta el beneficio por liquidación el generador aumenta sus precios, lo que lo candidatiza a quedar por fuera de méritos para el despacho, si se desmejora su despacho de activa desmejora su liquidación y recurre a bajar los precios, de otro lado el aumento en el despacho de activa conlleva el aumento en el despacho de reactiva, lo que a su vez aumenta la liquidación, ese aumento eleva la tarifa por cargos y disminuye la capacidad de pago, la disminución en la capacidad de

pago lleva el usuario al mejoramiento del factor de potencia y esto hace que disminuya su demanda de Q, por lo tanto se disminuye la cantidad de reactiva a despachar.

En la operación los tiempos de respuesta para el cambio de tecnología que permiten mejorar el factor de potencia son relativamente largos porque requieren estudios relativamente costosos e inversiones altas, llevando a periodos de semestres y años, los tiempos de respuesta del generador para cambiar sus precios de ofertas son de horas, por esta razón en el tiempo de simulación propuesta para el sistema objeto de este trabajo no se considera el efecto de realimentación de la demanda, en su lugar se considera la realimentación con base en el despacho del periodo anterior, lo cual se desarrolla en el próximo capítulo

## **CAPÍTULO 4. MODELACIÓN**

En este capítulo se presenta la estructura de modelación y simulación del problema objeto, así como los resultados obtenidos y el análisis correspondiente.

El capítulo se desarrolla de la siguiente manera:

- Desde los diagramas causales presentados en el capítulo anterior se definen los componentes del sistema y sus relaciones para obtener de ellos la estructura a simular.
- Se definen los escenarios considerando una estructura regulatoria común para todas las simulaciones sobre la estructura a simular definida en el ítem anterior.
- Con los supuestos y simplificaciones para la estructura a simular se especifican los modelos de simulación.
- Luego se definen los casos combinando los diferentes escenarios en los modelos de simulación.
- Por último se simulan los casos para obtener y relacionar el análisis respectivo.

### **4.1 COMPONENTES Y RELACIONES**

Los componentes principales considerados para el objeto de simulación corresponden a los agentes generadores, la demanda de potencia activa y reactiva, el despachador del sistema y las políticas de regulación.

Los generadores tienen por función proveer los servicios de potencia activa y reactiva, la relación de potencia activa y reactiva generada se referencia a la carta de operación del generador como se ve en la figura 11, cualquier punto dentro de la zona delimitada se caracteriza por una potencia activa  $P_x$ , una potencia reactiva  $Q_x$  y un factor de potencia  $\text{Cos}\phi$ .

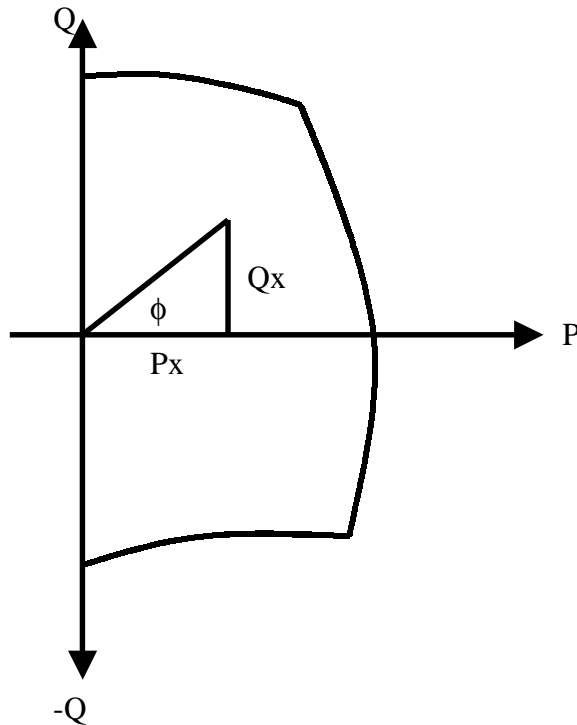


Figura 11. Carta de generación o de operación del generador.

La demanda representa el consumo tanto de potencia activa como reactiva, se relacionan a través del factor de potencia de la demanda y depende de los usuarios conectados a las subestaciones o nodos donde se hace la medición de la carga en potencia activa y reactiva.

El despachador se encarga de determinar la necesidad de potencia activa y reactiva de todas las zonas de demanda a su cargo, se asume que además realiza la facturación para la demanda, (esta facturación es el objeto de decisión para la realimentación en el cambio de consumo de potencia reactiva para mejorar el factor de potencia, como se mencionó, no se considera esta realimentación por los tiempos que toma el efecto para el cambio). El despachador también se encarga de recibir las ofertas de cantidad y precio de potencia activa y reactiva, con el cruce de datos de demanda y generación realiza el despacho por méritos y de acuerdo al despacho realiza la liquidación de pago a los generadores.

Las políticas de regulación son el objeto principal de evaluación de este trabajo, para establecerlas se toma como referencia la carta de operación de cada generador, de acuerdo a la política que se considera vigente se calculan las componentes de potencia reactiva obligatoria y disponible utilizadas por el despachador para realizar la liquidación a los generadores, la ganancia que obtengan los generadores y el sistema será un parámetro de recomendación para una de las políticas.

En las figuras 12 y 13 se presenta el diagrama aproximado y un diagrama mas detallado de la estructura de cálculo del simulador.

En el módulo de despacho de potencia activa se realiza el cálculo de precios de oferta y cantidades de potencia activa ofertadas, con el insumo de la demanda de potencia activa uninodal, para todo el sistema, se realiza el despacho por méritos, de allí migran los datos hacia los módulos de despacho de potencia reactiva y de aplicaciones de política y liquidación.

Con los datos de potencia activa despachada, demanda de potencia reactiva y potencia reactiva máxima disponible se calcula el despacho de reactiva, una vez que se han realizado los despachos de potencia activa y reactiva se suministran los datos necesarios para que el módulo de aplicación de políticas y liquidación determine las ganancias por generador y para el sistema, datos que sirven de base para lograr el objeto de este trabajo.

La relación de realimentación para este sistema se hace vía precios de oferta, de la siguiente manera, si la cantidad de potencia despachada en el periodo anterior fue inferior a la potencia ofertada en ese periodo, entonces baja el precio de oferta del periodo en análisis, si por el contrario salió despachado con todo lo ofertado aumenta los precios de oferta buscando una mejora del beneficio por la producción de energía.

La figura 13 representa una mejor aproximación del modelo de la figura 12 hacia un modelo mas detallado donde se pueden distinguir las principales variables de cálculo y sus relaciones, las que finalmente dan cuenta del comportamiento del sistema en el tiempo.



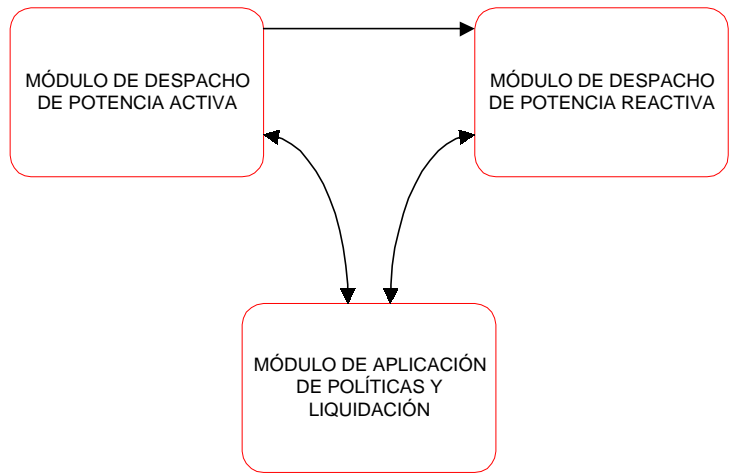


Figura 12. Diagrama simplificado de las funciones del simulador

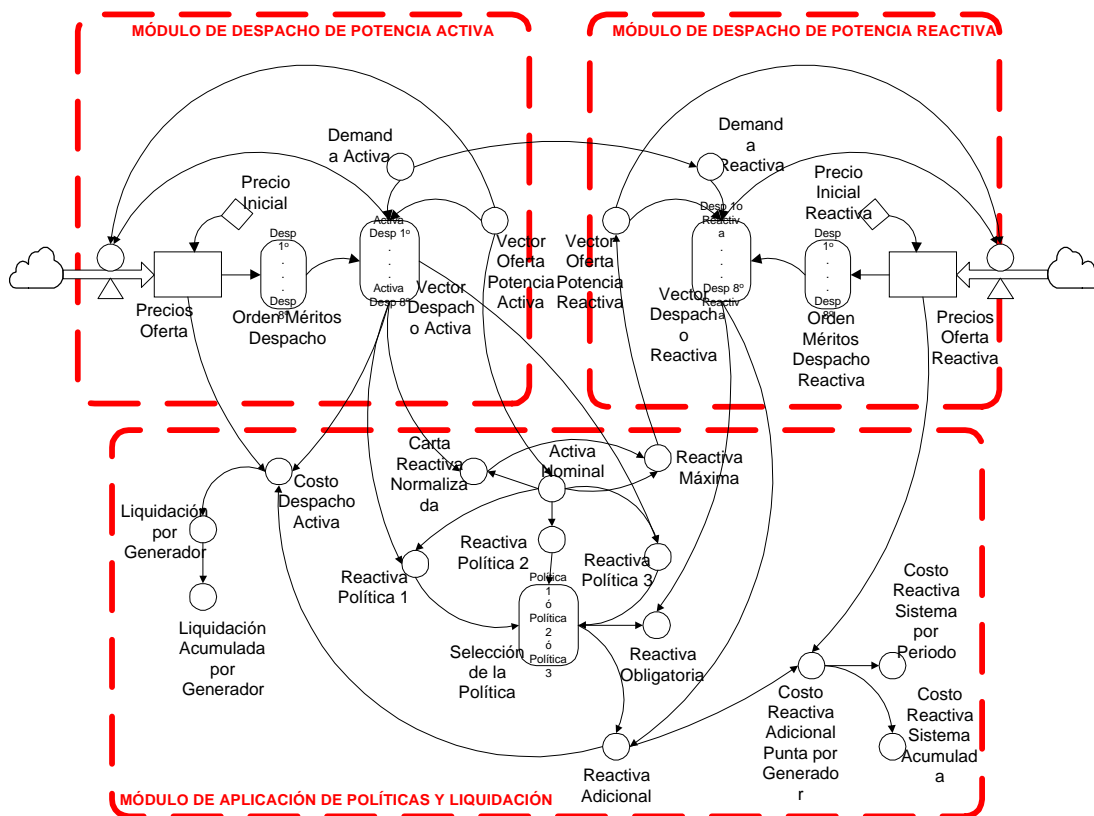


Figura 13. Diagrama detallado de las funciones del simulador

Como parte del sistema a continuación se describen los aspectos regulatorios del sistema interconectado nacional Colombiano que se adoptan para el desarrollo de la solución del problema propuesto.

Para efectos de la realización de las simulaciones se asume una regulación de referencia simplificada con reglas fijas. Para el caso de la potencia activa la regulación considera transacciones de oferta para despacho por méritos con pago por el despacho cumplido y no se realiza sanción por el incumplimiento del despacho, igualmente para la potencia reactiva, pero se definen además las tres opciones de política objeto de este trabajo, para los tres casos de política propuestos en la bibliografía se distingue una componente obligatoria y una componente disponible libre y su representación corresponde a los casos de:

- Factor de potencia constante, donde la obligatoriedad se restringe a la cantidad de potencia reactiva que le corresponde según el despacho de activa en proporción al factor de potencia, cualquier cantidad de potencia reactiva que supere la obligatoria se considera libre y se paga según la oferta realizada por el generador respectivo, se asume que no hay áreas de indefinición al interior de la carta de operación del generador.
- Potencia reactiva obligatoria constante, independientemente de la cantidad de potencia activa despachada, el despachador puede solicitar cualquier cantidad de potencia reactiva por debajo del límite que se considere como obligatorio, si se despacha por encima de ese valor, el exceso se considera potencia reactiva libre y se liquida según la oferta del generador.
- Potencia reactiva proporcional a la carta de operación, este caso es similar al anterior, se diferencia en que la potencia obligatoria no es constante sino que corresponde a un porcentaje de los límites de operación de la carta de generación.

La regulación considera el sistema como un solo punto de entrega y consumo de potencia activa, para la potencia reactiva se realiza una zonificación de carácter nodal para las ofertas y demandas, esta zonificación corresponde a la que realiza el operador de red del sistema interconectado nacional Colombiano, la zonificación corresponde a las áreas de regulación de voltaje, es decir las zonas donde los generadores locales pueden hacer control del valor de la

magnitud de voltaje a través de la inyección o absorción de potencia reactiva. Las zonas corresponden a zona Norte, zona Nordeste, zona Antioquia, zona Centro y zona Suroccidental, Figura 14.

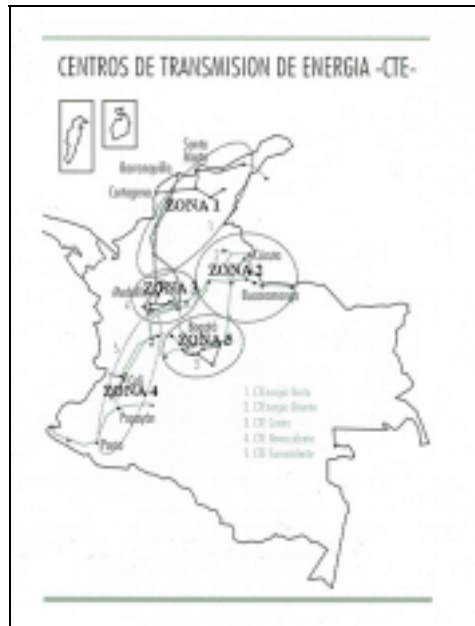


Figura 14. Distribución de Zonas para el estudio, tomada de [ISA, 1996]<sup>3</sup>.

## 4.2 ESPECIFICACIÓN DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN

El objeto principal de este apartado es especificar las características particulares consideradas para los elementos constitutivos del sistema de simulación, tomando como referencia básica la figura 13.

---

<sup>3</sup> Al mapa original se le añadió los textos ZONA 1, ZONA 2, ZONA 3, ZONA 4 y ZONA 5 que corresponden al presente informe y no coinciden con la numeración de los CTE de ISA.

#### **4.2.1 Módulo de despacho de potencia activa**

Empezaremos por el módulo de despacho de potencia activa describiendo sus componentes, se considera que el sistema tiene una secuencia temporal de cálculo mensual. El precio inicial es un conjunto de 14 datos que representan los 14 generadores mas importantes distribuidos en el país, algunos de los generadores corresponden a agregaciones de varios de ellos, el agrupamiento se realiza con base en la potencia nominal de las máquinas a fin de reflejar la capacidad de control de voltaje sobre el área según su capacidad, los generadores mas pequeños por si solos no tienen un efecto importante pero su agregación los hace comparables con los de mayor potencia, esa es la manera de considerar su aporte en el problema

El precio de oferta varía en el tiempo y corresponde a la realimentación del sistema, a la vez es la regla de aprendizaje de los generadores con base en los valores anteriores de despacho.

Se asume que los únicos generadores en el sistema que proveen potencia reactiva son los generadores sincrónicos, aunque existen otras opciones el interés principal de este trabajo es la determinación del efecto de la regulación sobre los generadores de potencia activa, y los que proveen potencia activa son principalmente los sincrónicos, los cuales además proveen la potencia reactiva.

No se consideran otros servicios complementarios como la reserva rodante por ejemplo.

Por las condiciones operativas del sistema interconectado nacional Colombiano la mayor parte del tiempo los generadores siempre van a suministrar potencia reactiva y en muy pocos casos van a absorber potencia reactiva del sistema, por esta razón se asume que siempre están entregando potencia reactiva, es decir siempre operan en el cuadrante I de la carta de operación, entregando tanto potencia activa como reactiva.

Para los generadores, se asume que las únicas transacciones posibles son en bolsa, es decir a través del despachador.

Según el diagrama causal de la figura 10, y las condiciones reales de operación los precios ofertados por los generadores dependen de muchas variables que no se consideran en este modelo, por esta razón se consideran variables exógenas, se supone que cada agente antes de ofertar realizó algún procedimiento para determinar la cantidad de potencia ofertada y su precio.

Con los precios ofertados por los generadores tanto los iniciales como los calculados durante cada paso de la simulación se realiza un ordenamiento por méritos de precio que da origen a un vector que informa cual generador fue despachado del primero al último en orden ascendente.

La demanda es una variable exógena; para efectos de la simulación se tomarán valores de operación del sistema interconectado nacional Colombiano reportados en la página web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia (CREG). La información básica es la demanda mensual de energía de cada departamento del país, esas demandas se agregan según la zona a la cual pertenece cada departamento, y finalmente se obtiene la demanda de energía de cada una de las cinco zonas del país, la energía es transformada en una curva de demanda mensual usando la curva de demanda típica porcentual del informe de operación de ISA del 2002, de esta curva de demanda se obtienen los valores de potencia que son los insumos para los otros dos módulos del simulador.

En el simulador se especifica la potencia nominal de cada uno de los generadores que representan la generación del país, que en algunos casos como se mencionó corresponden a agregaciones, con las potencias nominales se construye el vector de oferta de potencia, para el caso del simulador, y como ocurre normalmente en la operación, los generadores se ofertan en su máxima capacidad.

Finalmente el despacho se realiza comparando la suma de la demanda de las zonas con la oferta de los generadores según el orden de mérito hasta que finalmente se cubre la demanda.

En este modelo la capacidad instalada es superior a la demanda máxima del sistema, además no se consideran aspectos relacionados al racionamiento.

Como resultado de la operación de este módulo se da la potencia activa que cada mes cada uno de los generadores debe entregar, este dato es un insumo para el módulo de despacho de reactiva y para el módulo de política. También se da como un resultado el precio de oferta que se usa en el módulo de política para realizar las liquidaciones de los generadores.

#### **4.2.2 Módulo de despacho de potencia activa**

En este módulo se realizan las mismas funciones que en el modulo de potencia activa, con las siguientes consideraciones.

El despacho por méritos se realiza por zonas en las zonas que requiere el modelo, esto implica que las demandas corresponden al agregado de las demandas de los departamentos que corresponden a cada una de las zonas, igualmente los generadores se despachan de acuerdo a e independientemente para cada una de las zonas.

Los precios iniciales de la potencia reactiva se dan como una fracción de los precios de oferta de la potencia activa suponiendo una relación lineal entre los costos para producir un kVAR (unidad de medida de la potencia reactiva, denominada voltio amperios reactivos) y un kW, y que cada generador utiliza una estrategia para obtener sus precios de oferta de potencia activa y usa la relación kVAR/kW para obtener los valores de kVAR-h.

Al igual que en el despacho de potencia activa cada una de las zonas tiene su propia realimentación en los precios de oferta para la potencia reactiva dependiendo del despacho en el periodo inmediatamente anterior.

La demanda en kVAR se obtiene a partir de la demanda de potencia en kW y el factor de potencia de cada una de las zonas. El dato de factor de potencia para cada una de las zonas se obtuvo del trabajo de Arboleda y Franco, 2003.

Para cada una de las zonas se tiene una dinámica de precios de oferta distinta dependiendo del número de generadores y de su potencia individual.

Desde el módulo de política se obtienen los valores máximos de potencia reactiva que cada uno de los generadores puede ofertar.

Aunque no se considera la capacidad de transmisión en los modelos, se considera que ninguno de los generadores de cada zona puede entregar potencia reactiva a las otras zonas, esta aproximación se realiza con el fin de reflejar el aspecto técnico que da origen a la zonificación del país, y que corresponde a la capacidad de los generadores para afectar el voltaje de su zona a partir de la inyección de potencia reactiva en esa zona. Esta consideración es una aproximación al servicio complementario de regulación de voltaje que está directamente relacionado con el servicio de potencia reactiva y que persigue el objeto de calidad de la energía entregada por la red al usuario.

Como resultados este módulo entrega el despacho de potencia reactiva para cada generador en precio y cantidad, estos datos son usados en el módulo de política para calcular las liquidaciones de los generadores.

#### **4.2.3 Módulo de despacho de potencia reactiva**

En este módulo se realizan las funciones mas relevantes para la realización del análisis que se propone con este trabajo.

La primera de ellas es la de determinar los valores de potencia reactiva máxima correspondientes a la potencia activa despachada para cada generador de acuerdo a su carta

de operación, que son un insumo del módulo de despacho de reactiva. Se asume que la forma de las curvas de operación es la misma para todos los generadores, en la realidad esta característica cambia dependiendo de varias condiciones tecnológicas como el tipo de refrigeración, por ejemplo en un generador refrigerado con hidrógeno se pueden obtener diferentes características de operación dependiendo de la presión del gas refrigerante.

En general el supuesto de la misma forma de la carta de operación para todos los generadores es una buena aproximación, mas aún considerando que la operación se realizará siempre en el primer cuadrante (ver figura 15), la característica en el cuarto cuadrante es mas particular para cada tipo de generador.

La segunda función consiste en la determinación de la cantidad de potencia reactiva obligatoria y la cantidad de potencia reactiva adicional a remunerar que corresponde a cada generador, según la política que se asume para el marco regulatorio en el cual están operando los generadores.

La tercera función del módulo es la realización de la liquidación que se da tanto para cada uno de los generadores como para el sistema en cada uno de los periodos y como acumulado para todo el tiempo de simulación. El resultado de este procesamiento es la base de comparación para determinar el comportamiento del sistema según la política vigente.

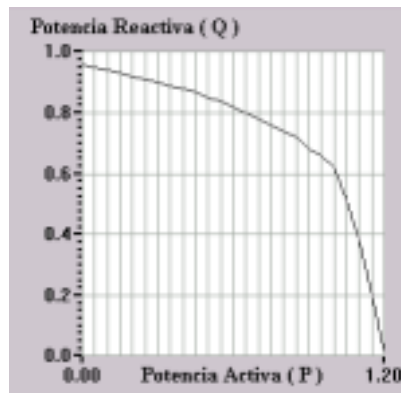


Figura 15. Carta de operación normalizada en el primer cuadrante para todos los generadores.



Para todos los casos el simulador toma la potencia nominal de los generadores y a través de la gráfica estandar de la figura 15 se obtiene la carta de operación específica de cada generador, sobre esta gráfica se evalúa la potencia activa despachada y se obtiene en el límite superior la potencia reactiva máxima que puede ofertar cada generador según el despacho de potencia activa (ver figura 15).

### **4.3 CASOS DE SIMULACIÓN**

El simulador del sistema se construyó en Powersim, y está compuesto e interconectado según se muestra en la figura 13, para su estructura básica se hicieron todas las consideraciones presentadas en el apartado anterior, a continuación se presentan los escenarios considerados para las simulaciones.

Para efectos de validación los casos de simulación se realizaron partiendo de sistemas pequeños con muchas simplificaciones y luego se fueron adicionando tanto funciones como cantidades de elementos en los modelos. Finalmente se construyó el modelo que tiene características correspondientes a la del sistema interconectado nacional Colombiano.

Luego de realizar diferentes pruebas con distintos escenarios se eligió como escenario de trabajo el que corresponde a una relación de precios de potencia reactiva a activa de 0.01, con esa relación de precios se efectúan simulaciones para cada una de las tres políticas considerando el mismo año de demanda con detalle de demanda mensual por zona.

La arquitectura del simulador discrimina los cálculos según el punto de operación de la demanda para condiciones de demanda en punta, en media y en baja, por esta razón se simula cada una de esas tres condiciones con cada una de las políticas, las tres condiciones dejan resultados que luego se suman para obtener el comportamiento del sistema en cada una de las políticas. Así se requieren tres simulaciones por política dando un total de nueve simulaciones, a partir de las cuales se presentan los resultados.

En las tablas 1,2 y 3 se presentan las demandas de energía mensual facturada en MW-h, los valores de potencia de los generadores y el factor de potencia de demanda correspondiente de cada zona, para cada una de las cinco zonas.

<b>ENERGÍA FACTURADA EN MW-H</b>					
<b>Mes</b>	<b>Zona 1</b>	<b>Zona 2</b>	<b>Zona 3</b>	<b>Zona 4</b>	<b>Zona 5</b>
<b>Enero</b>	588497	173145	486792	636097	892264
<b>Febrero</b>	547026	163903	482006	590427	883546
<b>Marzo</b>	525005	166271	495043	591346	899680
<b>Abril</b>	532690	170890	489228	594031	899006
<b>Mayo</b>	565436	170339	477773	614874	875791
<b>Junio</b>	589683	174023	497353	602157	898672
<b>Julio</b>	601305	168290	489374	618920	888972
<b>Agosto</b>	610693	174013	492925	633633	928426
<b>Septiembre</b>	587186	176946	510891	622134	952415
<b>Octubre</b>	596443	179784	503714	638543	947995
<b>Noviembre</b>	594667	189585	499628	642190	915168
<b>Diciembre</b>	602784	181618	487446	606176	1263121

Tabla 1. Demanda de energía facturada por mes y por zona.

<b>POTENCIA DE LOS GENERADORES POR ZONA EN MW</b>				
<b>Zona 1</b>	<b>Zona 2</b>	<b>Zona 3</b>	<b>Zona 4</b>	<b>Zona 5</b>
<b>Gen 1:</b> 1329	<b>Gen 4:</b> 816	<b>Gen 6:</b> 155	<b>Gen 9:</b> 455	<b>Gen 12:</b> 624
<b>Gen 2:</b> 1240	<b>Gen 5:</b> 173	<b>Gen 7:</b> 154	<b>Gen 10:</b> 1099	<b>Gen 13:</b> 2497
<b>Gen 3:</b> 340		<b>Gen 8 Ene:</b> 2202	<b>Gen 11:</b> 540	<b>Gen 14 En- Abr:</b> 1314
		<b>Gen 8 Feb:</b> 2214		<b>Gen 14 May- Dic:</b> 1064
		<b>Gen 8 Mar:</b> 2607		
		<b>Gen 8 Abr:</b> 2577		
		<b>Gen 8 May:</b> 2577		
		<b>Gen 8 Jun- Dic:</b> 2589		

Tabla 2. Potencia de los generadores por generador y por zona<sup>4</sup>

<sup>4</sup> La numeración de cada uno de los generadores corresponde con los números que aparecen en las figuras de análisis de resultados del numeral 4.4.

	<b>FACTOR DE POTENCIA DE DEMANDA POR ZONA</b>				
<b>DEMANDA</b>	<b>Zona 1</b>	<b>Zona 2</b>	<b>Zona 3</b>	<b>Zona 4</b>	<b>Zona 5</b>
<b>PICO</b>	0,933	0,93	0,93	0,94482739	0,95006
<b>MEDIA</b>	0,9159	0,89	0,93	0,92193548	0,9246
<b>BAJA</b>	0,9255	0,92	0,92	0,92923765	0,92229

Tabla 3. Factores de potencia de demanda por zona y tipo de demanda.

#### **4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS**

En este numeral se presenta el análisis de los resultados obtenidos mediante simulación, primero se describen las especificaciones de los tres escenarios planteados en el capítulo anterior, luego se analizan los resultados obtenidos de las simulaciones.

#### 4.4.1 Primer escenario

En este escenario se realizan las simulaciones para la política 1 con demanda punta, media y baja con relación de precios kVAR/kW de 0.01 y con los datos correspondientes de las tablas 1, 2 y 3. La política 1, como se describió en el capítulo anterior corresponde al factor de potencia constante, para el caso de simulación realizado el factor de potencia es de 0.85 que corresponde a un ángulo aproximado de 31.8 grados sexagesimales, (ver figura 16) toda la potencia reactiva por debajo de la línea que define el ángulo es obligatoria y toda la que está por encima de esta línea y por debajo del límite de la carta de operación es disponible (remunerable).

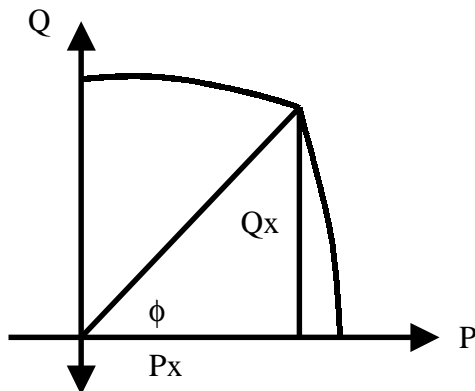


Figura 16. Modelo de aplicación en el simulador para la política 1.

#### 4.4.2 Segundo escenario

En este escenario se realizan las simulaciones para la política 2 con demanda punta, media y baja con relación de precios kVA/kW de 0.01 y con los datos correspondientes de las tablas 1, 2 y 3. La política 2, como se describió en el capítulo anterior corresponde a un valor límite de potencia reactiva obligatoria constante, no depende de la potencia activa despachada, para el caso de simulación realizado el valor es del 62% de la potencia activa nominal, ver figura 17. Por debajo de la línea recta límite, la potencia reactiva es de carácter obligatorio y toda la

que está por encima de esta línea y por debajo del límite de la carta de operación es disponible (remunerable).

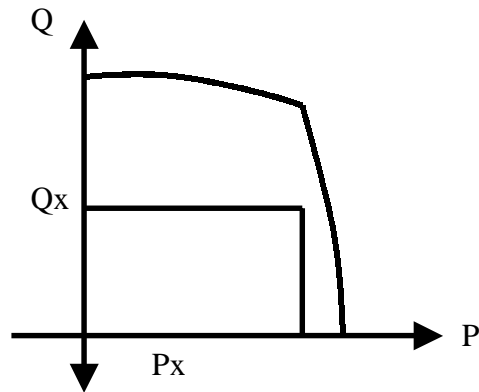


Figura 17. Modelo de aplicación en el simulador para la política 2.

#### 4.4.3 Tercer escenario

En este escenario se realizan las simulaciones para la política 3 con demanda punta, media y baja con relación de precios kVA/kW de 0.01 y con los datos correspondientes de las tablas 1, 2 y 3. La política 3, como se describió en el capítulo anterior corresponde a un factor proporcional del límite superior de la característica de operación del generador, para el caso de simulación realizado el factor de potencia es del 80%. La potencia reactiva por debajo de la línea límite superior de la carta de operación (figura 18) y por encima de su respectivo 80% corresponde a potencia reactiva disponible (remunerable), de la línea del 80% hacia abajo toda la potencia reactiva es obligatoria.

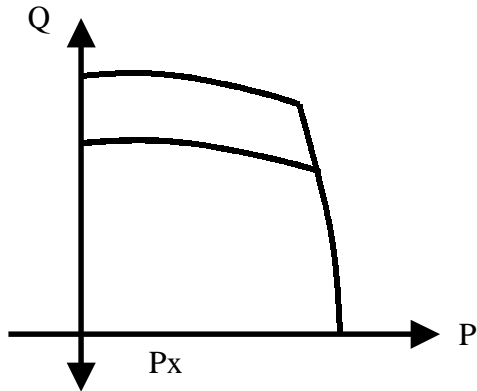


Figura 18. Modelo de aplicación en el simulador para la política 3.

#### 4.4.4. Resultados gráficos obtenidos de las simulaciones

En esta sección se presenta el análisis de los resultados obtenidos en el sistema bajo estudio para los tres casos presentados en la sección 4.4.3. Todos los valores correspondientes a los ejes verticales de las gráficas de costo y liquidación están en cientos o miles de Millones de pesos Colombianos, y la escala de tiempo corresponde a un año con periodos de un mes. La numeración de cada una de las gráficas en cada una de las figuras corresponde al número del generador asignado para las zonas como aparece en la tabla 2 de la sección 4.3, así en la figura 19 la gráfica 14 corresponde al generador 14.

Como puede observarse en la figura 19, y según datos de la tabla 2, finalmente los generadores con mayor valor liquidado corresponde a generadores con grandes potencias nominales, esta tendencia también puede observarse en las figuras 20, y 21 que corresponden a los escenarios 2 y 3 respectivamente.

En la figura 19 se puede notar que durante algunos periodos hay generadores de potencia nominal inferior a otros, y los primeros se encuentran por encima de los de mayor potencia,

esta situación obedece a dos condiciones, primero la cantidad de potencia de despachada y la zona a la cual pertenecen.

Comparando el generador 14 en las figuras 19, 20 y 21, puede observarse que la mayor liquidación se obtiene cuando el marco regulatorio se rige por la política 3

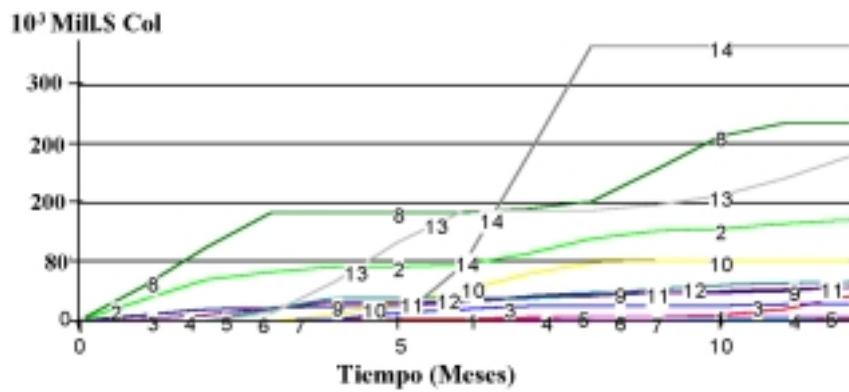


Figura 19. Liquidación total acumulada por generador con política 1.

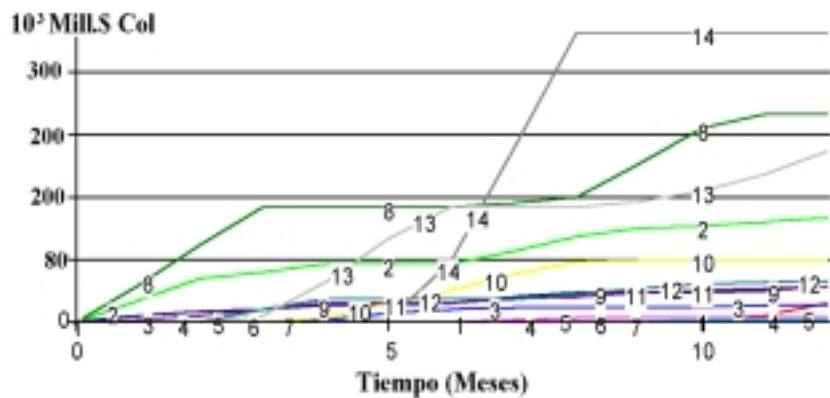


Figura 20. Liquidación total acumulada por generador escenario con la política 2.

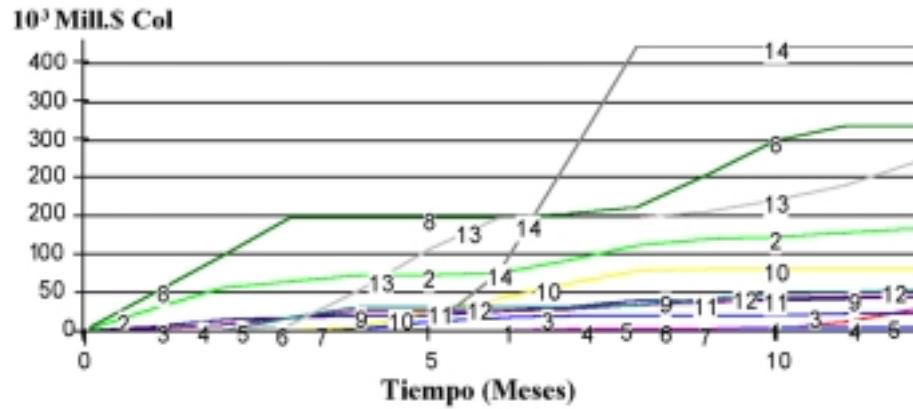


Figura 21. Liquidación total acumulada por generador escenario con la política 3.

Según las figuras 22, 23 y 24 del sistema se obtiene el mayor beneficio debido a la potencia reactiva cuando la regulación se realiza con la política 1, también se observa que la política con la que se obtiene menor beneficio es con la política 2.

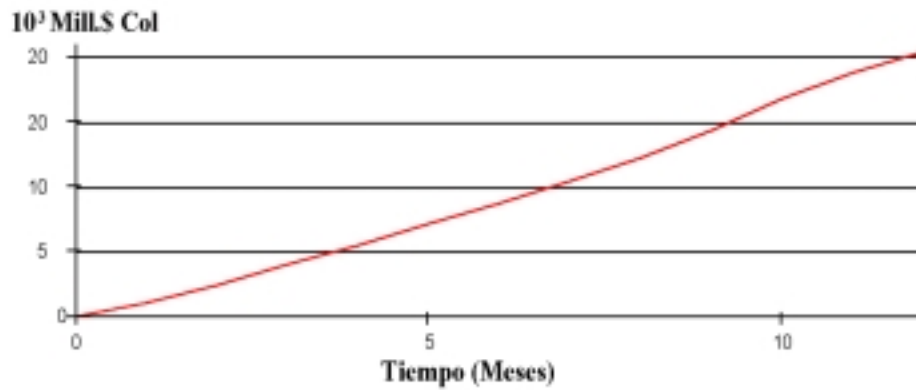


Figura 22. Costo total acumulado de reactiva del sistema con la política 1



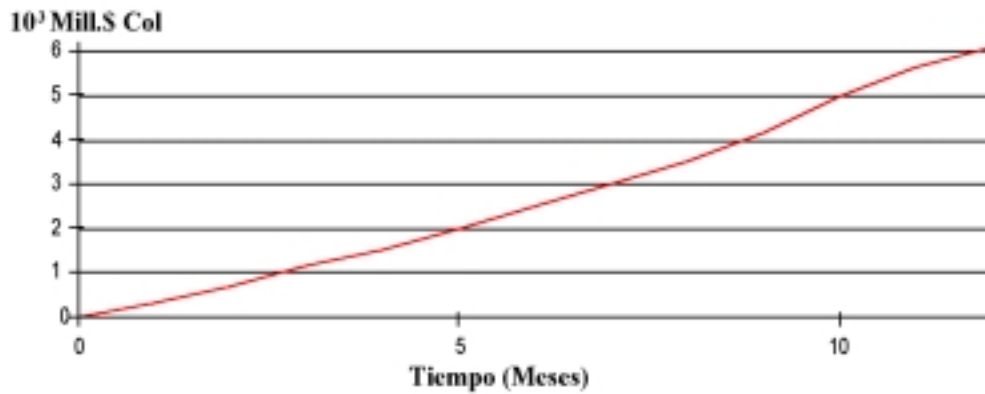


Figura 23. Costo total acumulado de reactiva del sistema con la política 2

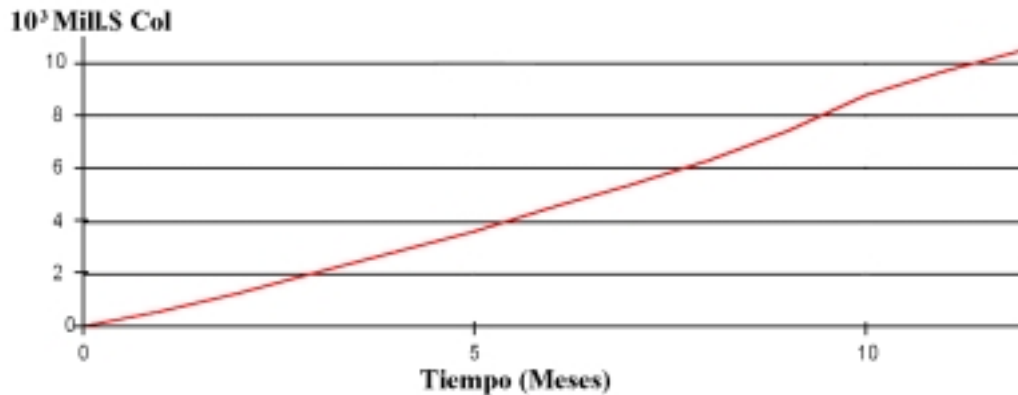


Figura 24. Costo total acumulado de reactiva del sistema con la política 3

De las figuras 25, 26 y 27, se observa que la forma de la tendencia de costos mes a mes durante todo el año es similar, los máximos y mínimos se dan en los mismos tiempos, lo cual insinúa que independientemente de la política con que se regule, el comportamiento mensual llevará la misma tendencia. De las mismas figuras puede notarse que en cada periodo los valores mas altos se logran en la figura 25 que corresponde a la política 1.

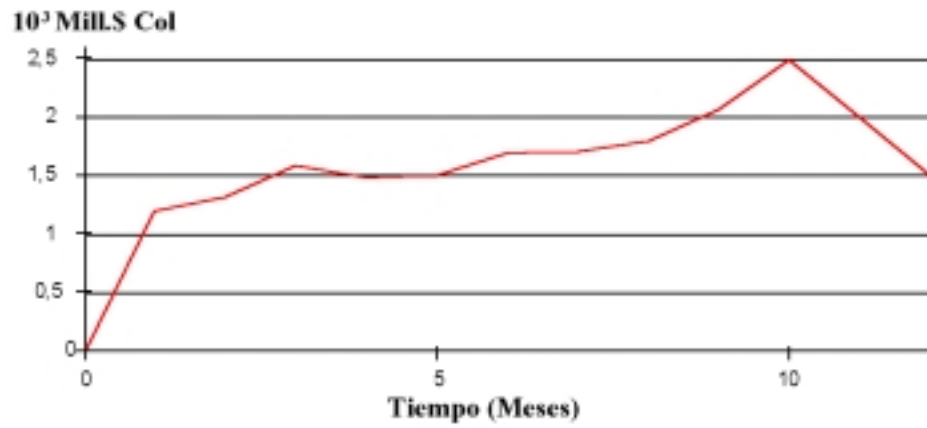


Figura 25. Costo de la energía reactiva total del sistema en cada periodo con la política 1.

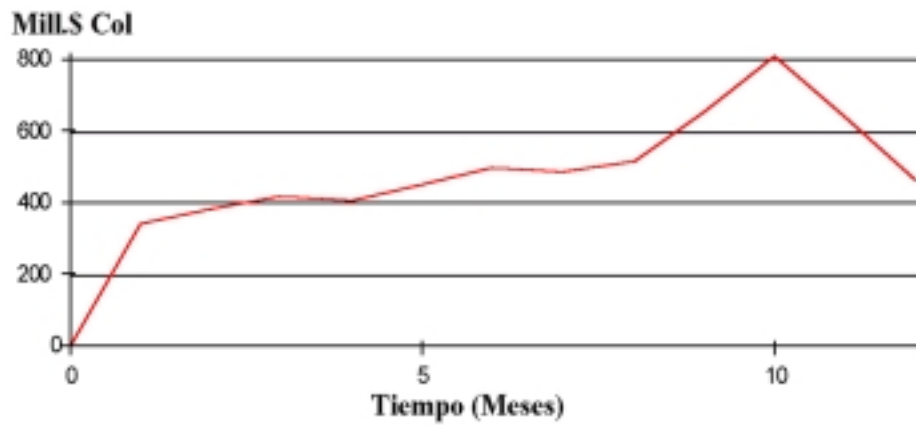


Figura 26. Costo de la energía reactiva total del sistema en cada periodo con la política 2.

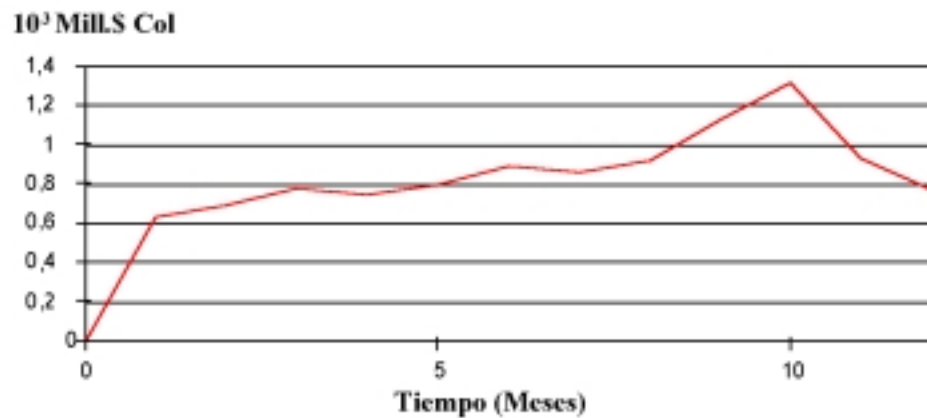


Figura 27. Costo de la energía reactiva total del sistema en cada periodo con la política 3.

Las figuras 28, 29 y 30 ofrecen información mas precisa que las figuras 19, 20 y 21 sobre el efecto de la política en el beneficio de los generadores, debido a que la política no afecta directamente el aspecto de activos pero si el de reactivos, además la relación de precios y de cantidad de reactiva a activa hace que el despacho de potencia activa enmascare el efecto reactivo y por ello en la liquidación total no se aprecia adecuadamente el efecto de la política.

De las figuras 28, 29 y 30 es claro el efecto de la política sobre el beneficio, permitiendo clasificar de mayor a menor, en beneficio, las tres políticas, así la mas beneficiosa es la política 1 y la menos beneficiosa es la política 2.

En las mismas figuras en cuestión no se observa fácilmente la tendencia de los generadores que tienen relativamente poco despacho de potencia reactiva, en las figuras 31, 32 y 33 se observa el detalle de aquellos generadores y se llega a la misma conclusión que en el caso inmediatamente anterior. Se puede concluir que independientemente de la cantidad liquidada el beneficio por política sigue el orden enunciado en el párrafo anterior.

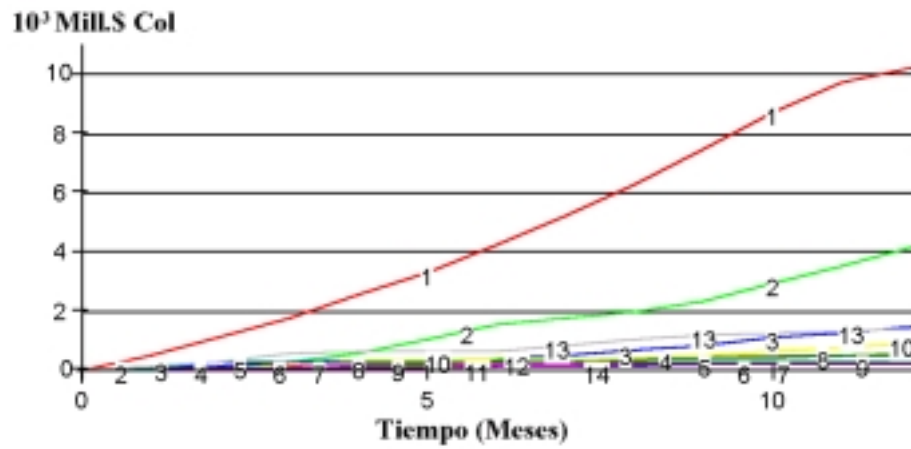


Figura 28. Costo acumulado de reactiva por generador con la Política 1.

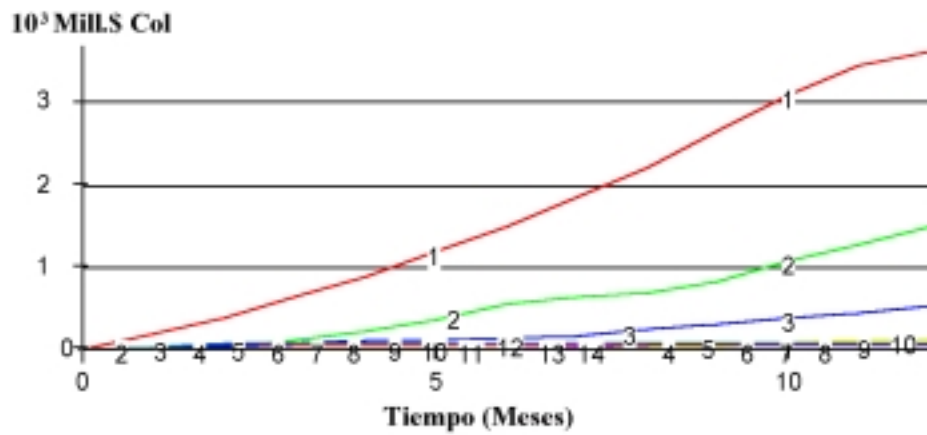


Figura 29. Costo acumulado de reactiva por generador con la Política 2.

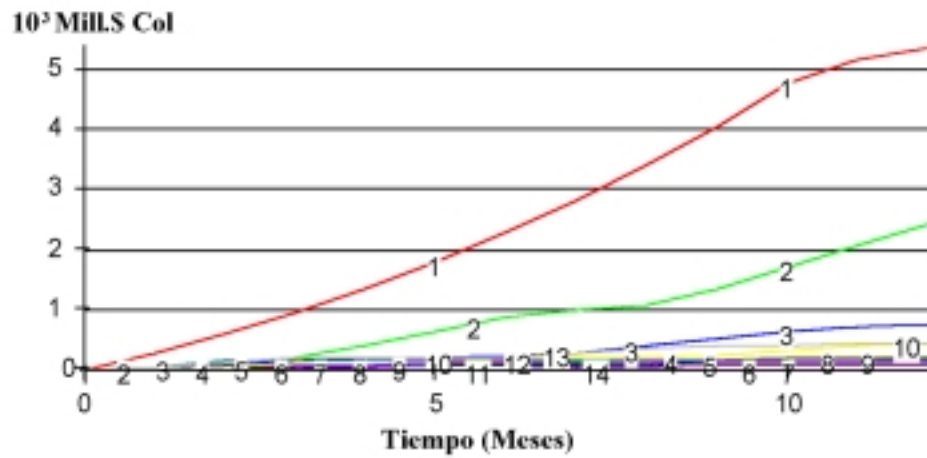


Figura 30. Costo acumulado de reactiva por generador con la Política 3.

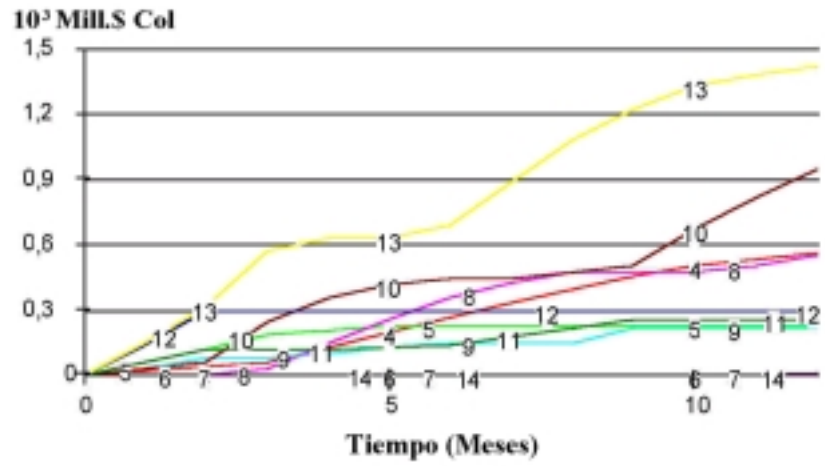


Figura 31. Costo acumulado de reactiva por generador con la Política 1, mínimas.

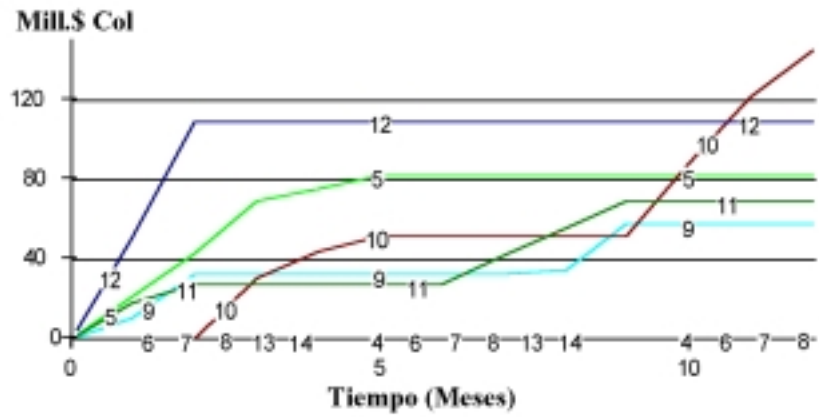


Figura 32. Costo acumulado de reactiva por generador con la Política 2, mínimas.

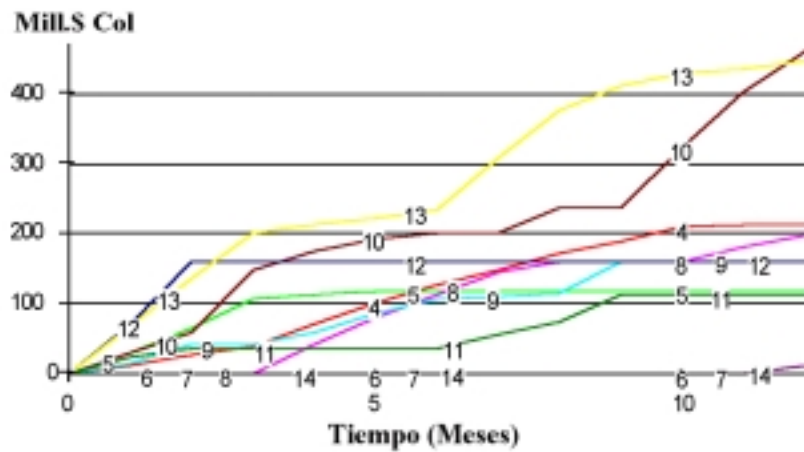


Figura 33. Costo acumulado de reactiva por generador con la Política 3, mínimas.

La arquitectura del simulador permite diferenciar los costos de energía según la ubicación de la demanda en la curva de demanda clasificándola en demanda de punta, demanda media o demanda baja, esta característica permite estimar el efecto de la política en los beneficios dependiendo del tipo de demanda según la clasificación presentada.

Cuando la regulación se da por la política 1 el mayor beneficio se obtiene durante el tiempo de demanda media (ver figura 34), el tiempo correspondiente a la demanda media es de 10 horas por día, las horas de demanda en punta y en baja son 7 por día en cada caso. En el caso de la política 2 se sigue cumpliendo esta condición (ver figura 35).

Si la regulación corresponde a la política 3 el mayor beneficio del sistema se presenta en la condición de demanda de punta a diferencia de los casos anteriores, (ver figura 36)

Comparando las figuras 34, 35 y 36 se puede observar que las mayores ganancias acumuladas se dan para las políticas 1 y 3, respecto de estos casos el beneficio bajo la política 2 es del orden de un cuarto del mayor de los otros dos casos, que corresponde a la política 1.

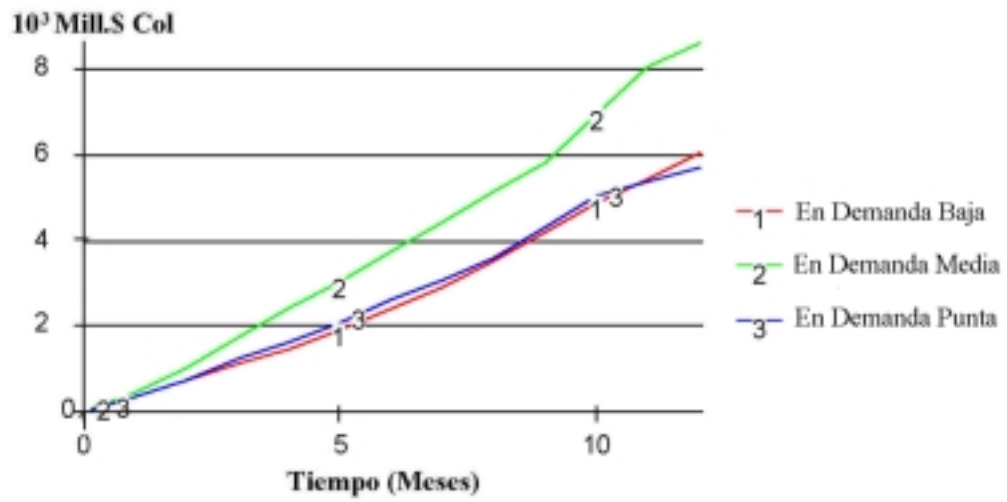


Figura 34. Valor acumulado de energía reactiva por periodo del sistema por tipo de demanda con la política 1.

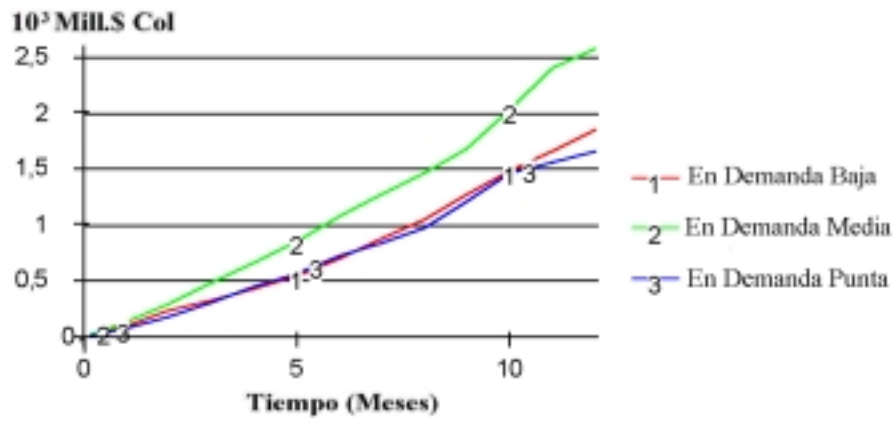


Figura 35. Valor acumulado de energía reactiva por periodo del sistema por tipo de demanda con la política 2.

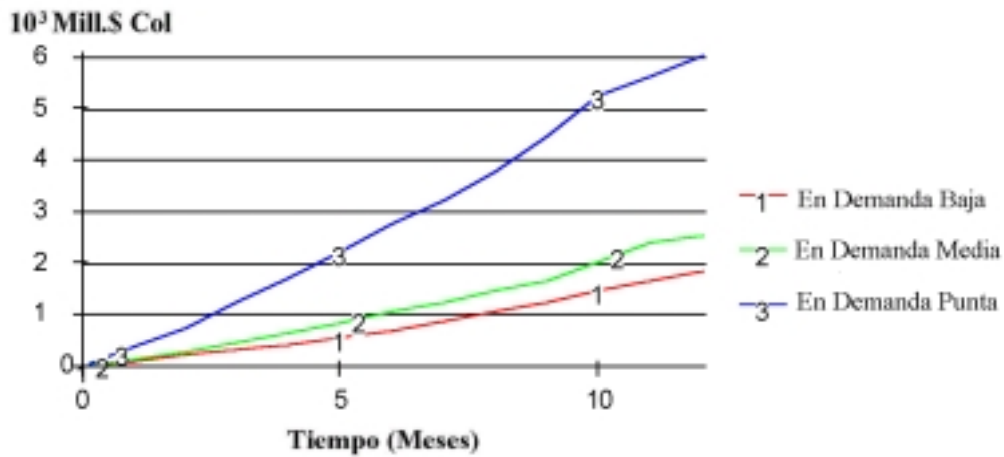


Figura 36. Valor acumulado de energía reactiva por periodo del sistema por tipo de demanda con la política 3.

Otra caracterización que puede realizarse de acuerdo con el tipo de demanda es la evolución en el tiempo por periodo de simulación, en este caso se pueden observar detalles que no se perciben en las figuras 34, 35 y 36.

En el caso de las políticas 1 y 2, figuras 37 y 38 respectivamente, se nota que durante todos los periodos no siempre está por encima la característica de demanda de punta sobre la característica de demanda media, un aspecto que si se corrobora es la conclusión obtenida de las figuras del caso anterior, respecto del aspecto de demanda dominante en cada política, para las políticas 1 y 2 el mayor beneficio se obtiene en demanda media, y para la política 3 en demanda de punta.



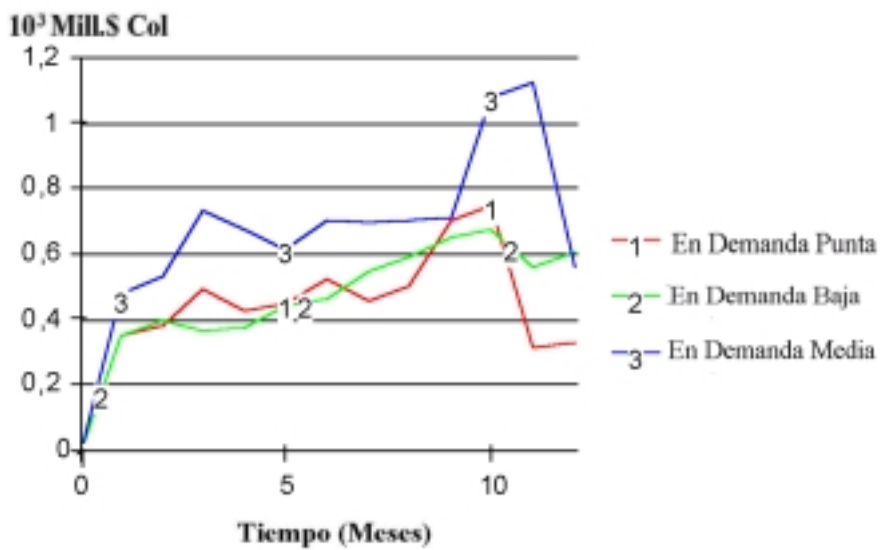


Figura 37. Valor de energía reactiva del sistema por periodo por tipo de demanda con la política 1.

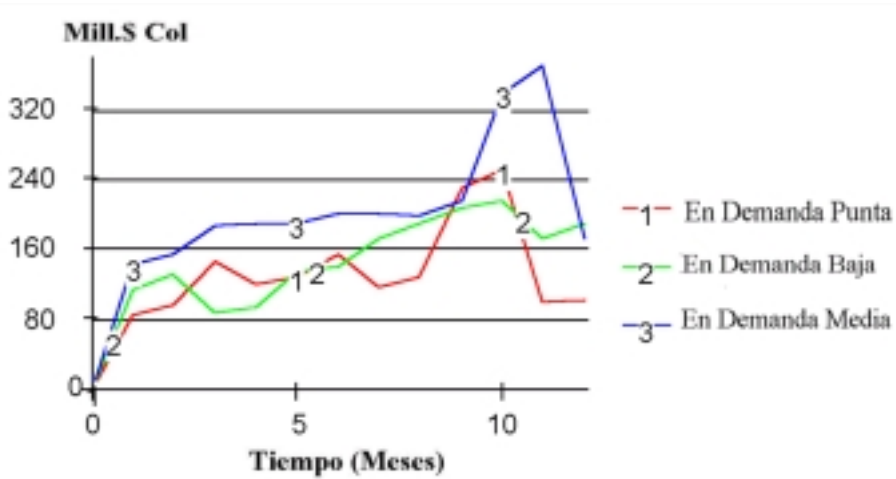


Figura 38. Valor de energía reactiva del sistema por periodo por tipo de demanda con la política 2.

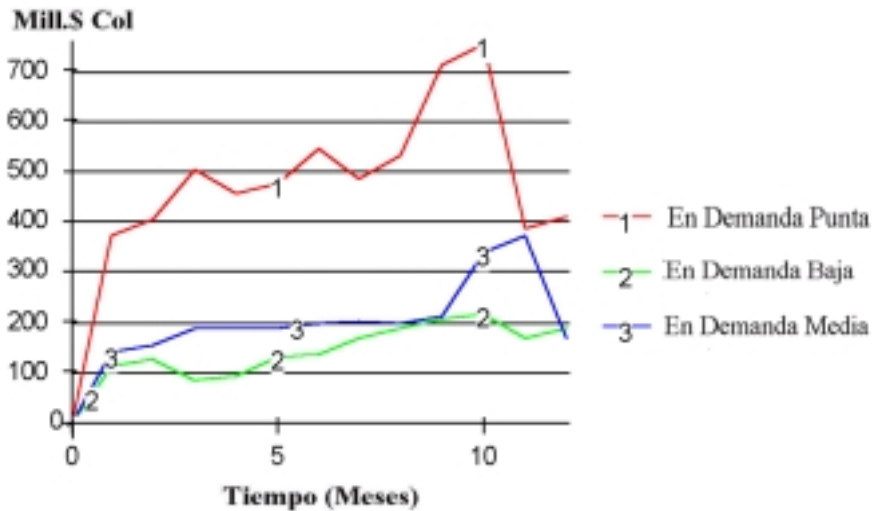


Figura 39. Valor de energía reactiva del sistema por periodo por tipo de demanda con la política 3.

#### 4.4.5 Observaciones y precisiones sobre el proceso de modelación y simulación, y los resultados obtenidos

En este apartado se presentan algunos elementos relacionados con el proceso de simulación, basados en la realización del proyecto y que comprenden tres aspectos, la metodología, los resultados obtenidos y la solución del problema propuesto para este trabajo.

La naturaleza del problema objeto se encuentra en un punto tangencial entre áreas grandes de conocimiento a saber, la Ingeniería Eléctrica y la Ingeniería de Sistemas y administración, el primer paso dentro de la metodología fue ubicar los elementos y herramientas de conocimiento asociadas al problema. La mayor parte de la literatura relacionada con el tema de potencia reactiva enfatiza en aspectos técnicos de equipos, y en algunos aspectos de mercados de energía, de otro lado la mayor parte de aspectos regulatorios normalmente no se declaran explícitamente como un objeto de estudio sino que toman resultados de estudios técnicos para incorporarlos como normas y formulas dentro de su espacio de trabajo,

normalmente no se declaran como objetos de estudio formal. Estas circunstancias afectan el modelo de simulación por falta de información de campo, incorporando incertidumbre e imprecisión.

Para el estudio del problema dentro de su área de conocimiento se discriminaron las siguientes variables como las indicativas del comportamiento del sistema: la potencia activa, la energía activa, el costo de la potencia y la energía activa, la potencia y energía reactiva, sus costos, y su relación con la potencia activa, el dinero y los marcos regulatorios.

Con el uso de los diagramas causales como herramienta básica de modelación para el estudio del problema, se incorporaron los aspectos considerados mas importantes dentro del área técnica, el área regulatoria y el área administrativa, en el modelo sistémico, con el fin de definir la estructura y los requisitos del modelo de simulación.

Entre las suposiciones y conjeturas mas importantes para el proceso de simulación están, considerar solo los generadores sincrónicos de potencia, demandas equivalentes de potencia por zonas, y una estructura básica de mercado basada en oferta de cantidad y precio con despacho por orden de méritos.

Para satisfacer la necesidad del modelo de simulación en cuanto a la combinación de componentes técnicos, regulatorios y administrativos, se encontró que una herramienta flexible, rápida, robusta, fácil de manejar, es el simulador de sistemas dinámicos Powersim, herramienta que se usó en el proceso de simulación para la solución del problema.

Los resultados obtenidos de la simulación entregan las tendencias del comportamiento del sistema con diferentes parámetros para comparación, diferenciados siempre por la política que incorpora la regulación.

Aunque la validez de los resultados obtenidos es limitada a condiciones similares a las de los escenarios representados en el simulador, estos se realizaron con datos reales del sistema de

potencia Colombiano, se espera que cuando el sistema entre en operación el comportamiento sea similar al previsto en las simulaciones.

La calidad de los resultados obtenidos es suficientemente buena para el problema propuesto, porque permiten su interpretación, análisis y manipulación de forma bastante sencilla y amigable.

La solución del problema se cumplió completamente, los instrumentos diseñados para realizar los cálculos y emitir los juicios sobre el sistema de simulación funcionaron adecuadamente para el caso propuesto.

## **CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

En el trabajo realizado se estudió el comportamiento en el tiempo de los beneficios financieros, obtenidos por la producción de potencia y energía activa y reactiva de los generadores mas importantes del SIN Colombiano. Se analizó el sistema operando según tres políticas diferentes para la administración del servicio de potencia y energía reactiva, a fin de establecer los efectos de las políticas en el comportamiento del sistema.

La consideración conjunta de ganancia por energía activa y reactiva, no permitió discriminar claramente el efecto de cada una de las políticas sobre las ganancias de los generadores, debido a que las ganancias captadas por energía activa son muy grandes en comparación con las obtenidas por energía reactiva; por esta razón el análisis se basó en la comparación de beneficios de los generadores por la venta de energía reactiva.

La política que consiste en un factor de potencia obligatorio, representó el mayor beneficio para los generadores en términos de ganancias, establecidas como criterio de análisis; se concluye que la política de factor de potencia obligatorio sería la mas indicada para implementar en la regulación del sistema eléctrico Colombiano.

Para las políticas de factor de potencia obligatorio y potencia reactiva constante obligatoria, se obtienen mayores ganancias por periodo en las horas de demanda media que en las horas de baja demanda y de punta; para la política de potencia reactiva obligatoria proporcional a la capacidad declarada, se obtienen mayores ganancias en las horas de punta. La cantidad de horas asignada a cada tipo de demanda se basó en la curva de demanda típica del SIN Colombiano. Se espera que esta condición varíe en la operación real, según el número de horas en los que la demanda de las zonas de operación del país permanezca en punta, media y baja.

En los casos analizados, independientemente de la política, para las horas de baja carga siempre se obtuvieron las menores ganancias, es un resultado lógico y esperado del sistema.

De los dos párrafos anteriores se prevé que una política de administración de la demanda, que trate de disminuir la irregularidad de su curva, conservando la cantidad de energía consumida, llevaría a un mejoramiento de las ganancias de los generadores.

En este trabajo se consideró solo el beneficio de los generadores, ya que para el tiempo de simulación la demanda tiene un comportamiento inelástico frente a los cambios de precio de la energía. Es posible incorporar el efecto de elasticidad de la demanda ampliando el tiempo de simulación para el mediano y largo plazo. Como efecto de considerar la elasticidad de la demanda es posible evaluar el beneficio social del sistema, es decir, incluir tanto a los productores como a la demanda, así se representaría un caso de interés a nivel de nación y no de nivel sectorial.

Para el caso Colombiano existen muy pocos generadores por Zona, lo que implica un vicio en la competitividad desde el punto de vista económico. Esto ocurre debido a que se requiere una cantidad importante de participantes para que se cumpla el principio de competencia. Otra característica que se observa en algunas Zonas es un generador de mayor capacidad respecto de los demás, esto puede llevar a un ejercicio de poder de mercado a través de la política de precio. El estudio de estos dos aspectos no se realizó en este trabajo

El modelo propuesto para la solución parte de datos reales y operativos del sistema eléctrico Colombiano, a saber: la definición de las áreas operativas, las curvas de demanda, los factores de potencia y la capacidad de producción por empresa generadora. Esta propuesta puede mejorarse incluyendo la representación de aspectos como las restricciones del sistema y la pérdida de costo de oportunidad. Otra mejora puede lograrse cuando se disponga de elementos históricos para comparación del comportamiento del modelo con casos reales.

El modelo de Dinámica de Sistemas se puede diferenciar en tres módulos interconectados: la propuesta de precios y cantidad para el despacho de potencia activa, la propuesta de precios y cantidad para el despacho de potencia reactiva, y el módulo de liquidación y de aplicación de la política. Tanto el módulo de activa como el de reactiva se relacionan de dos formas,

primero, en la producción, a través de carta de operación del generador y de la política de regulación; y segundo, en la demanda, a través de su factor de potencia.

La metodología permitió la combinación de componentes tecnológicos, administrativos y regulatorios. La parte tecnológica se representó principalmente en la curva de operación del generador y en la demanda; la parte administrativa correspondió al problema de distribuir económicamente los recursos de generación a través del despacho, y finalmente, el aspecto regulatorio se consideró al aplicar los diferentes modelos regulatorios para valorar el comportamiento del sistema desde la óptica de las ganancias del generador.

El análisis del problema de estudio posee algunos aspectos no tenidos en cuenta. Entre ellos están, los efectos en la transmisión, la demanda, la tecnología de los generadores de reactivos y el poder de mercado. Se propone para futuros estudios, complementar el estudio de la energía reactiva con dichos elementos.

La estructura de simulación realizada puede usarse como software de cálculo para la revisión de políticas, no se pretende que sirva para la evaluación de operación en tiempo real del sistema eléctrico de potencia. Sin embargo, la flexibilidad del software comercial disponible para simulación de sistemas eléctricos, permite la interacción de diferentes plataformas, por lo tanto, en principio, es posible simular la operación eléctrica del sistema incluyendo el efecto de las políticas y la operación del sistema en conjunto.

## CAPÍTULO 6. REFERENCIAS

ARBOLEDA A., MARÍA N. y FRANCO R., PABLO J. Gestión de la potencia reactiva y su reglamentación en Colombia. Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín, Colombia. 2003

ARROYO JOSÉ MANUEL, CONEJO ANTONIO J. Optimal response of a power Generator to energy, AGC, and reserve Pool-Based Markets. IEEE Transactions on power systems, Vol. 17, No. 2, Mayo de 2002, pp 404-410.

ALVARADO FERNANDO, BORISSOV BLAGOY, KIRSCH LAURENCE D., R. LAURITS, CHRISTENSEN ASSOCIATES, INC. Reactive power as an identifiable ancillary service. Preparado para Transmission Administrator of Alberta, Ltd. Marzo 18, 2003

ALVARADO F.L., MENG J., DEMARCO C. L., MOTA W. S., Stability análisis of interconnected power systems coupled with market dynamics. IEEE Transactions on power systems, Vol. 16, No. 4, Noviembre de 2001, pp 695-701.

ALVARADO FERNANDO L., OVERBYE THOMAS, SAUER PETER. Measuring reactive market power. The University of Wisconsin The University of Illinois Madison, Wisconsin Urbana, Illinois. 2001.

BARCELÓ RICO-AVELLO, GABRIEL. La energía y su impacto social. Ed. Index. Madrid-Barcelona, España 1976.

BATLLE, CARLOS y BÁRQUIN, JULIÁN. (2005), A Strategic Production Costing Model for Electricity Market Price Analysis. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, no. 1, febrero, p. 67-74.



BETANCUR LUIS IGNACIO, THE BRATTLE GROUPE. Potencia reactiva primer informe aspectos legales y regulatorios. Bogota, revisión junio 13 de 2001.

BHATTACHARYA K. Y ZHON G. Reactive Power as an Ancillary Service. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, No. 2, mayo 2001. Pag. 294-300.

BLITZER, DAVID M. Energía y riqueza nacional. Revista Servicios públicos y desarrollo nacional. Mayo 1977. Pag. 43-50.

BOUFFARD, F.; GALIANA, F.D.; CONEJO, A.J. Market-Clearing With Stochastic Security— Part I: Formulation. Transactions Papers Abstracts from the November 2005 issue of IEEE PWRS

CALIFORNIA ENERGY COMISIÓN, CONSULTANT REPORT P500-03-092F. Load As a Reliability Resource in Restructured Electricity Markets. Octubre 2003.

CALLE D'ALEMAN, RAFAEL DARIO. DYNER REZONZEW, ISAAC. (2001), Opciones de regulación del recurso hidroeléctrico en el mercado eléctrico colombiano. Medellín: Tesis, Universidad Nacional de Colombia, 220 p.

CAMPUZANO O., CLAUDIA P. SMITH Q., RICARDO A. (2002), Determinación del poder de mercado para los generadores en el sector eléctrico colombiano. Medellín: Tesis Universidad Nacional de Colombia, 169 p.

CAPITANESCU F., VAN CUSTEN T. Preventive control of voltaje security margins: a multicontingency sensitivity-based approach. IEEE Transactions on power systems, Vol. 17, No. 2, Mayo de 2002, pp 358-364.

CAVALLAZZI TORRES, GUIDO.(1996), Guías técnicas de mantenimiento (preventivo) central hidroeléctrica de Chivor Medellín: Tesis Universidad Nacional de Colombia, 43 p.

CHAPPE C., ANGÉLICA, LEAL G., JOHN J. Estudio de alternativas para el manejo de la potencia reactiva en el mercado eléctrico Colombiano. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá. 2002.

CORREA M., YANETH C. MONTOYA M., SANTIAGO F. (2003), Aproximación a la valoración de un proyecto de inversión en el mercado eléctrico colombiano usando el enfoque de opciones REALIES y teoría de control estocástico. Medellín: Tesis, Universidad Nacional de Colombia.

CORREDOR A., GERMÁN. Energía: Conceptos y política. Gestión y Ambiente. Separata 2000. Memorias del primer seminario de desarrollo sostenible, energía y paz. Pag. 139-144

CRE. Resolución 0010-1993. Por la cual se establecen las condiciones de suministro de energía y potencia a grandes consumidores de los sectores industrial y comercial, y se dictan otras disposiciones. Comisión de Regulación Energética. Bogotá. 17 de diciembre de 1993.

CRE. Resolución 003-1994. Por la cual se fija la tarifa de venta en bloque de energía eléctrica para efectos de la liquidación de la transferencia establecida en el artículo 45o. De la Ley 99 de 1993. Comisión de Regulación Energética. Bogotá. 16 de febrero de 1994.

CREG. Resolución 001-1994. Por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por el Sistema de Transmisión Nacional y se regula la liquidación y administración de las cuentas originadas por los cargos de uso de dicho sistema. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá. Noviembre 2 de 1994.

CREG. Resolución 002-1994. Por la cual se regula el acceso y uso de los sistemas de transmisión de energía eléctrica, se establece la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de transmisión, se define el procedimiento para su pago, se precisa el alcance de la resolución 010 de 1993 expedida por la Comisión de Regulación Energética y se dictan otras disposiciones. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá. Noviembre 2 de 1994.

CREG. Resolución 003-1994. Por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá. Noviembre 2 de 1994.

CREG. Resolución 004-1994. Por la cual se regula el acceso y uso de los sistemas de distribución de energía eléctrica, se establece la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de distribución, se define el procedimiento para su pago, se precisa el alcance de la resolución 020 de 1993 expedida por la Comisión de Regulación Energética y se dictan otras disposiciones. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá. Noviembre 2 de 1994.

CREG. Resolución 054-1994. Por la cual se regula la actividad de comercialización de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá. Diciembre 28 de 1994.

CREG. Resolución 055-1994. Por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá. Diciembre 28 de 1994.

CREG. Resolución 056-1994. Por la cual se adoptan disposiciones generales sobre el servicio público de energía eléctrica. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá. Diciembre 28 de 1994.

CREG. Resolución 012-1995. Por la cual se aprueba el Reglamento para la Liquidación y Administración de Cuentas por Uso del Sistema de Transmisión Nacional, y se modifica parcialmente la Resolución 001 de 1994, expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá. Marzo 23 de 1995.

CREG. Resolución 024-1995. Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del

Reglamento de Operación. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá. Julio 13 de 1995.

CREG. Resolución 025-1995. Por la cual se establece el Código de Redes como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá. Julio 13 de 1995.

CREG. Resolución 025-1995. Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá. Diciembre 17 de 2002.

CREG. Resolución 020-1996. Por la cual se dictan normas con el fin de promover la libre competencia en las compras de energía eléctrica en el mercado mayorista. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá. Febrero 27 de 1996.

CREG. Resolución 022-1996. Por la cual se determinan las reglas aplicables al Cargo por Capacidad en el mercado mayorista de energía. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Bogotá. Marzo 12 de 1996.

DA SILVA E. L., EDGECOCK J., MELLO J., DA LUZ J. Practical cost-based approach for the voltaje ancillary service. IEEE Transactions on power systems, Vol. 16, No. 4, Noviembre de 2001, pp 806-812.

DENG Y., REN X., ZHAO C., ZHAO D. A Heuristic and algorithmic combined approach for reactive power optimization with time-varying load demand in disgtribuiton systems. IEEE Transactions on power systems, Vol. 17, No. 4, Noviembre de 2002, pp 1068-1072.

DOORMAN, GERARD. (2005), Capacity Subscription: Solving the Peak Demand Challenge in Electricity Markets. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, no. 1, febrero, p. 239-245.

DYNER R., ISAAC y LARSEN, ERIK R. From planning to strategy in the electricity industry. *Energy Policy*. Vol. 29. Pag. 1145–1154. Elsevier, 2001.

ECOCARBÓN. (1996), Evaluación técnica, económica y financiera de tecnologías para la producción de electricidad con base en carbón. Santafe de Bogota, D.C., Colombia: Ministerio de Minas y Energía. 132 p.

FRANCO R., JOSE I. MAYA S., EVER DE J. (1988), Demanda de energía. Proyección de demanda de energía mediante e modelos estocásticos de desagregación. Medellín: Tesis Universidad Nacional de Colombia, 189 p.

FRANCO C., CARLOS J. DYNER R., ISAAC. (2002), Racionalidad limitada del consumidor en mercados energéticos DESREGULADOS y la función del COMERCIALIZADOR y el gobierno. Medellín: Tesis Doctoral en Ingeniería, Universidad Nacional de Colombia,. 220 p.

FRANCO B., JUAN F. DYNER R., ISAAC. (2004), Evaluación de un portafolio de generación de electricidad, utilizando dinámica de sistemas. Medellín: Tesis Universidad Nacional de Colombia, 110 p.

GILBERT, RICHARD J. y KAHN, EDWARD P. International comparisons of electricity regulation. Cambridge University Press. USA. 1996.

GNANADASS R., MANIVANNAN K., PALANIVELU T.G. Assessment of Available Transfer Capability for Practical Power Systems with Margins. Pondicherry Engineering College. 2000.

GROSS G., TAO S., BOMPARD E. Unbundled reactive support service: key characteristics and dominant cost component. *IEEE Transactions on power systems*, Vol. 17, No. 2, Mayo 2002, pp283-289.

GUTIÉRREZ P. JAVIER G. El Sector Eléctrico Colombiano, orígenes, evolución y retos, un siglo de desarrollo, [1882-1999]. Interconexión Eléctrica S.A., Colombia, 2002.

GOLDEN, FREDERICK M. BATRES DE LA VEGA, LUIS TERRONES, GUILLERMO M. (1989) Termofluidos, turbomáquinas y máquinas térmicas, 640 P. México, D.F. : Compañía Editorial Continental, C

HARRIS MARTHA. Energy market restructuring and the environment, governance and public goods in globally integrated markets. University press of America. Estados Unidos. 2002.

HIRVONEN R., BEUNE R., MOGRIDGE L., MARTINEZ R., ROUDÉN K., VATSHELLE O. Is there market for reactive power services - possibilities and problems. Paper presented on behalf of Joint Working Group 39/11 CIGRE. 2000.

IRWIN, J. DAVID. Análisis de Circuitos en Ingeniería, Prentice-Hall Hispanoamericana, México, 1997.

KAYE R. J., ZAMMIT M. A. B., HILL D. J. Co-Ordinated Spot And Ancillary Service Markets To Optimise Power System Security. Bulk Power System Dynamics and Control IV – Restructuring. The University of New South Wales, The University of Sydney. Australia. Agosto 24-28, Santorini, Greece.

KIAN, ASHKAN R. CRUZ J., JOSÉ B. THOMAS, ROBERT J. (2005), Bidding Strategies in Oligopolistic Dynamic Electricity Double-Sided Auctions. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, no. 1, febrero, p. 50-58.

KUNDUR, P. Power System Stability and control. McGraw-Hill. 1994.

MAZUMDAR, M. y NORMAN, B. A solution to the stochastic unit commitment problem using chance constrained programming Power Engineering Society General Meeting, 2005

MATAIX, CLAUDIO. (1982), Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas, 660 p México, D.F. : Alfaomega

MATEO G., ALICIA. MUÑOZ S., ANOTONIO. GARCÍA G., JAVIER. (2005), Modeling and Forecasting electricity Prices with Input/Output Hidden Markov Models. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, no. 1, febrero, p. 13-24.

MONTANÉ S., PAULINO. Protección de las instalaciones eléctricas industriales. Marcombo. 1994

MONTOYA M. SANTIAGO y SMITH Q., RICARDO. Evolución futura del sistema de generación Colombiano en ambiente de competencia. En: Energética, No. 18, p. 9-32. 1997.

MONTOYA R., RUBEN D. SMITH Q., RICARDO A. (2003), Herramienta para el apoyo de toma de decisiones de empresas COMERCIALIZADORAS / DISTRIBUIDOREAS de energía. Medellín: Tesis Universidad Nacional de Colombia, 200 p.

MORENO C., JULIÁN. OVALLE C., DEMETRIO A. (2004), Diseño y desarrollo de un sistema de agentes de software inteligentes de recuperación de información y recomendación para la compra de energía eléctrica. Medellín: Tesis Universidad Nacional de Colombia, 158 p.

NATIONAL GRID. Reactive power market tender results statement for contracts offered for 1 october 2003

NOBILE EMILIA, BOSE ANJAN. A new scheme for voltage control in a competitive ancillary service market. 14° PSCC, Sevilla 24-28 Junio 2002, sesión 40, paper 4.

OSORIO C., SILVIA. DYNER R., ISAAC. (2002), Análisis de oportunidades de inversión privada en el sector eléctrico colombiano, con énfasis en el manejo de riesgo e incertidumbre. Medellín: Tesis Universidad Nacional de Colombia, 233 p.

O'NEILL, RICHARD P. BALDICK, ROSS. HELMAN, UDI. ROTHKOPF, MICHAEL H. STEWART, WILLIAM JR. (2005), Dispatchable Transmission in RTO Markets. En: IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, no. 1, febrero, p. 171-179.

OU YAN, SING. CHANAN. Assessment of available transfer capability and margins. IEEE Transactions on power systems, Vol. 17, No. 2, Mayo de 2002, pp 463-468.

PASTRANA D., MARIA M. OVALLE C., DEMETRIO A. (2003), Construcción de un sistema MULTIAGENTE como aproximación al proceso de negociación en el mercado de la energía eléctrica en Colombia. Medellín: Tesis Universidad Nacional de Colombia, 198 p.

PINEDA Q., GERARDO. GUZMAN S., JOSE V. SMITH Q., RICARDO A. (2003), Análisis de inversión y MICROMUNDOS en generación eléctrica en mercados OPERADOS con criterios de despacho por costos y precios. Medellín: Tesis Universidad Nacional de Colombia, 220 p.

POSADA L., LUIS G. VARGAS P., ELKIN. CARRIZOSA U., JULIO. (1996), Consideraciones para la formulación de un modelo de desarrollo económico sostenible y sus implicaciones en las relaciones económicas internacionales de Colombia y en el uso de sus recursos minero-energéticos. Medellín: Tesis, Universidad Nacional de Colombia, 256 p.

POVEDA J., GERMÁN. MESA S., OSCAR J. CARVAJAL S., LUIS F. MEJÍA V., JOHN F. CUARTAS P., LUZ A. SALAZAR V., LUIS F. (2002), Predicción de caudales medios mensuales en ríos colombianos usando métodos no lineales. La Habana, Cuba: Capítulo de libro: Congreso latinoamericano de hidráulica 2002.



QUICK DAVID M., CAREY JANIS M. Transmisión capacity and market power: the effect on a dominant generation firm. Energy Policy. Vol. 30, número 8, junio de 2002.

RAMÍREZ A., GIOVANNI. BOTERO B., SERGIO. (2005), Experiencia internacional del uso de derivados financieros en los mercados energéticos y las expectativas de su utilidad para el mercado eléctrico colombiano. Medellín: Tesis Universidad Nacional de Colombia, 114 p.

REGULATION AND BUSINESS AFFAIRS, OFFICE OF ELECTRICITY REGULATION. Reactive power uplift incentive arrangements from 1999/2000 consultation. Diciembre 1998

RENJUN ZHOU y HONGMING YANG. Simulating decision for power system planning based on multi-attribute fuzzy optimal selection. Power Engineering Society General Meeting, 2005

ROSS, DAVID. How level is the energy playing field. Energy Policy. Vol. 30, número 8, junio de 2002. Reino Unido.

STEVENSON, WILLIAM D. (1988), Análisis de sistemas eléctricos de potencia. México D.F.: McGraw-Hill, 384 p.

TAYLOR CARSON W. Discusión of “Reactive Power as an Ancillary Service”. IEEE Transactions on power systems, Vol. 17, No. 2, Mayo de 2002, pp 523-524.

THE BRATTLE GROUP, SISTEMAS DIGITALES DE CONTROL LTDA. Proyecto PNUD/COL/96/020 –Consultoría para el diseño del marco regulatorio en potencia y energía reactiva. Borrador de resolución sobre el manejo y control de la potencia reactiva en Colombia. Presentado a Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Ministerio de Minas y Energía (MME), Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP), Departamento Nacional de Planeación (DNP). Bogotá, Diciembre 31 del 2001 (c).

THE BRATTLE GROUP, SISTEMAS DIGITALES DE CONTROL LTDA. Proyecto PNUD/COL/96/020 –Consultoria para el diseño del marco regulatorio en potencia y energía reactiva. Diagnostico del esquema fisico y operativo del manejo y control de la potencia reactiva en colombia. Presentado a Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Ministerio de Minas y Energía (MME), Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP), Departamento Nacional de Planeación (DNP). Bogotá, Junio 22 del 2001(a).

THE BRATTLE GROUP. International review of reactive power management. Preparado para la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Ministerio de Minas y Energía (MME), Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP). Mayo 2001(b).

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. (1995), Estudio de proyección integrada de la demanda de energía en el país. Colombia: Ministerio de Minas y Energía, UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), 150 p.

URIBE I., FABIO A. DYNER R., ISAAC. (2002), Diseño de un entorno para el aprendizaje de negociación de electricidad en el mercado eléctrico colombiano. Medellín: Tesis Universidad Nacional de Colombia, 153 p.

URIBE M., MARÍA V. MONTOYA M., SANTIAGO F. (2005), Evaluación de técnicas de descubrimiento de conocimiento de información comercial del sector eléctrico colombiano. Medellín: Tesis Universidad Nacional de Colombia, 118 p.

VENTOSA, MARIANO. BAÍLLO, ALVARO. RAMOS, ANDRÉS. RIVIER, MICHEL. (2005), Electricity market modeling trends. Energy Policy 33 897 –913

WEBER JAMES D., OVERBYE THOMAS J., SAUER PETER W. DEMARCO CHRISTOPHER L. A Simulation Based Approach to Pricing Reactive Power. Department of ECE Department of ECE, University of Illinois at Urbana-Champaign, University of Wisconsin-Madison Urbana, 2001.

WISLER, CHESTER O. KING, HORACE W. WOODBURN, JAMES. (1980), Hidráulica, 354 P. México, D.F.Trillas.

XU WISUN, ZHANG YI, DA SILVA LUIZ, KUNDUR PRABHA, WARRACK ALLAN. Valuation of dynamic reactive power support services for transmisión access. IEEE Transactions on power systems, Vol. 16, No. 4, Noviembre de 2001, pp 719-728.

ZAPATA L., WILLMAR DE J.. SMITH Q., RICARDO A. (2003), Metodología para la evaluación de estrategias y toma de decisiones en la expansión del sistema de transmisión nacional (STN) bajo el esquema actual del sector eléctrico colombiano. Medellín: Tesis Universidad Nacional de Colombia, 107 p.

ZHON J. BHATTACHARYA K., Toward a competitive market for reactive power. IEEE Transactions on power systems, Vol. 17, No. 4, Noviembre de 2002, pp 1206-1215

ZIMMERMAN RAY D., BERNARD JOHN C., THOMAS ROBERT J., SCHULZE WILLIAM. Energy Auctions and Market Power: An Experimental Examination. Proceedings of the 32nd Hawaii International Conference on System Sciences. Cornell University, Ithaca, NY 14853. 1999.

## **ANEXO 1. ECUACIONES DEL SISTEMA**

## A.1.1 Ecuaciones para cálculo de los valores del sistema para Demanda Punta, Media y Baja.

### A.1.1.2 Módulo Despacho de activa

```
dim    PRECIOS_OFERTA_ACTIV A = (1..14)
init   PRECIOS_OFERTA_ACTIV A = PRECIOS_OFERTA_ACTIV A_INICIAL
flow   PRECIOS_OFERTA_ACTIV A = +dt*Cambio_Precios_Activa
dim    Cambio_Precios_Activa = (1..14)
aux    Cambio_Precios_Activa =
[1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Activa(1),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Activa(1),1,0),-0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(1),0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(1))+
[0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Activa(2),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Activa(2),1,0),-0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(2),0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(2))+
[0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Activa(3),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Activa(3),1,0),-0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(3),0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(3))+
[0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Activa(4),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Activa(4),1,0),-0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(4),0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(4))+
[0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Activa(5),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Activa(5),1,0),-0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(5),0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(5))+
[0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Activa(6),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Activa(6),1,0),-0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(6),0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(6))+
[0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Activa(7),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Activa(7),1,0),-0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(7),0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(7))+
[0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Activa(8),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Activa(8),1,0),-0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(8),0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(8))+
[0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Activa(9),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Activa(9),1,0),-0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(9),0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(9))+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Activa(10),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Activa(10),1,0),-0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(10),0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(10))+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Activa(11),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Activa(11),1,0),-0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(11),0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(11))+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Activa(12),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Activa(12),1,0),-0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(12),0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(12))+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Activa(13),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Activa(13),1,0),-0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(13),0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(13))+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Activa(14),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Activa(14),1,0),-0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(14),0.1*PRECIOS_OFERTA_ACTIV A(14))

aux    Despachado_1o = SCANEQ(PRECIOS_OFERTA_ACTIV A,Oferta_min_1a)
aux    Despachado_2o = SCANEQ(Oferta_menos_1o,Oferta_min_2a)
aux    Despachado_3o = SCANEQ(Oferta_menos_2o,Oferta_min_3a)
aux    Despachado_4o = SCANEQ(Oferta_menos_3o,Oferta_min_4a)
aux    Despachado_5o = SCANEQ(Oferta_menos_4o,Oferta_min_5a)
aux    Despachado_6o = SCANEQ(Oferta_menos_5o,Oferta_min_6a)
aux    Despachado_7o = SCANEQ(Oferta_menos_6o,Oferta_min_7a)
aux    Despachado_8o = SCANEQ(Oferta_menos_7o,Oferta_min_8a)
aux    Despachado_9o = SCANEQ(Oferta_menos_8o,Oferta_min_9a)
aux    Despachado_10o = SCANEQ(Oferta_menos_9o,Oferta_min_10a)
aux    Despachado_11o = SCANEQ(Oferta_menos_10o,Oferta_min_11a)
aux    Despachado_12o = SCANEQ(Oferta_menos_11o,Oferta_min_12a)
aux    Despachado_13o = SCANEQ(Oferta_menos_12o,Oferta_min_13a)
aux    Despachado_14o = SCANEQ(Oferta_menos_13o,Oferta_min_14a)
doc    Despachado_1o = Detección del número correspondiente a la posición del generador que tiene el precio de oferta mas bajo, según la posición del precio en el vector de PRECIOS_OFERTA_P, es decir define cual fue el generador que ofertó.
```

aux Act\_des\_del\_10o\_des = IF (Demanda\_Activa\_Total- Suma\_P1a9> LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(10)), LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(10)), Demanda\_Activa\_Total-Suma\_P1a9)  
 aux Act\_des\_del\_11o\_des = IF (Demanda\_Activa\_Total- Suma\_P1a10> LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(11)), LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(11)), Demanda\_Activa\_Total-Suma\_P1a10)  
 aux Act\_des\_del\_12o\_des = IF (Demanda\_Activa\_Total- Suma\_P1a11> LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(12)), LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(12)), Demanda\_Activa\_Total-Suma\_P1a11)  
 aux Act\_des\_del\_13o\_des = IF (Demanda\_Activa\_Total- Suma\_P1a12> LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(13)), LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(13)), Demanda\_Activa\_Total-Suma\_P1a12)  
 aux Act\_des\_del\_14o\_des = IF (Demanda\_Activa\_Total- Suma\_P1a13> LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(14)), LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(14)), Demanda\_Activa\_Total-Suma\_P1a13)  
 aux Act\_des\_del\_1er\_des = IF (Demanda\_Activa\_Total > LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(1)), LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(1)), Demanda\_Activa\_Total)  
 doc Act\_des\_del\_1er\_des = Se cubre toda o una parte de la demanda con la capacidad ofertada del generador de mayor mérito, si la demanda es mayor que la oferta se toma toda la oferta y se complementa con la oferta de generadores de menor mérito, si la demanda es menor que la oferta se despacha el generador en el valor de la demanda.  
 aux Act\_des\_del\_2o\_des = IF (Demanda\_Activa\_Total- Act\_des\_del\_1er\_des> LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(2)), LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(2)), Demanda\_Activa\_Total-Act\_des\_del\_1er\_des)  
 aux Act\_des\_del\_3er\_des = IF (Demanda\_Activa\_Total- Suma\_P1y2> LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(3)), LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(3)), Demanda\_Activa\_Total-Suma\_P1y2)  
 aux Act\_des\_del\_4o\_des = IF (Demanda\_Activa\_Total- Suma\_P1a3> LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(4)), LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(4)), Demanda\_Activa\_Total-Suma\_P1a3)  
 aux Act\_des\_del\_5o\_des = IF (Demanda\_Activa\_Total- Suma\_P1a4> LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(5)), LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(5)), Demanda\_Activa\_Total-Suma\_P1a4)  
 aux Act\_des\_del\_6o\_des = IF (Demanda\_Activa\_Total- Suma\_P1a5> LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(6)), LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(6)), Demanda\_Activa\_Total-Suma\_P1a5)  
 aux Act\_des\_del\_7o\_des = IF (Demanda\_Activa\_Total- Suma\_P1a6> LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(7)), LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(7)), Demanda\_Activa\_Total-Suma\_P1a6)  
 aux Act\_des\_del\_8o\_des = IF (Demanda\_Activa\_Total- Suma\_P1a7> LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(8)), LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(8)), Demanda\_Activa\_Total-Suma\_P1a7)  
 aux Act\_des\_del\_9o\_des = IF (Demanda\_Activa\_Total- Suma\_P1a8> LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(9)), LOOKUP(Vector\_Oferta\_Activa, Orden\_Merito\_Despacho\_Activa(9)), Demanda\_Activa\_Total-Suma\_P1a8)  
  
 dim Activa\_nominal = (1..14)  
 aux Activa\_nominal = Vector\_Oferta\_Activa  
 doc Activa\_nominal = Se asume que todos los generadores ofertan toda su capacidad, en la simulacion no se consideran oportunidades de competencia por restricciones  
 aux Auxiliary\_42 = LOOKUP(Orden\_Merito\_Despacho\_Activa,1)  
 aux Cap\_Activa\_disp = Oferta\_Total\_Activa-Suma\_Act1a15  
 aux Cap\_Reactiva\_disp\_2 = Oferta\_Total\_Reactiva\_2-Suma\_Reac12\_5

```

aux      EPM_8 =
GRAPH(TIME,0,1,[2202000,2214000,2607000,2577000,2577000,2589000,2589000,2589000,2589000,
2589000,2589000"Min:2000000;Max:2600000;Zoom"])
aux      ChivGesEn_14 =
GRAPH(TIME,0,1,[1314000,1314000,1314000,1314000,1064000,1064000,1064000,1064000,1064000,1064000,
1064000,1064000"Min:1000000;Max:1400000;Zoom"])

aux      Dem_Energía_Total_mes =
1000*(Dem_Ener_Activa_Z1+Dem_Ener_Activa_Z2+Dem_Ener_Activa_Z3+Dem_Ener_Activa_Z4+Dem_Ener
_Activa_Z5)
aux      Demanda_Activa_Total = IF(Selector_Pu_Me_Ba=1, Dem_Energía_Total_mes*0.001669162,
IF(Selector_Pu_Me_Ba=2, Dem_Energía_Total_mes*0.001411348, Dem_Energía_Total_mes*0.001076531))
doc      Demanda_Activa_Total = Curva de demanda de EPM en MW para cada mes del año 1996

dim      Oferta_menos_10o = (1..14)
aux      Oferta_menos_10o = IF(Despachado_10o=1, Oferta_menos_9o+[1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_10o=2, Oferta_menos_9o+[0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_10o=3, Oferta_menos_9o+[0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_10o=4, Oferta_menos_9o+[0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_10o=5, Oferta_menos_9o+[0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_10o=6, Oferta_menos_9o+[0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_10o=7, Oferta_menos_9o+[0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_10o=8, Oferta_menos_9o+[0,0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_10o=9, Oferta_menos_9o+[0,0,0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_10o=10, Oferta_menos_9o+[0,0,0,0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_10o=11, Oferta_menos_9o+[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0],
IF(Despachado_10o=12, Oferta_menos_9o+[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0],
IF(Despachado_10o=13, Oferta_menos_9o+[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1000,0,0],
IF(Despachado_10o=14, Oferta_menos_9o+[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1000,0))))))))))
dim      Oferta_menos_11o = (1..14)
aux      Oferta_menos_11o = IF(Despachado_11o=1, Oferta_menos_10o+[1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_11o=2, Oferta_menos_10o+[0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_11o=3, Oferta_menos_10o+[0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_11o=4, Oferta_menos_10o+[0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_11o=5, Oferta_menos_10o+[0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_11o=6, Oferta_menos_10o+[0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_11o=7, Oferta_menos_10o+[0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_11o=8, Oferta_menos_10o+[0,0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_11o=9, Oferta_menos_10o+[0,0,0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_11o=10, Oferta_menos_10o+[0,0,0,0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_11o=11, Oferta_menos_10o+[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0],
IF(Despachado_11o=12, Oferta_menos_10o+[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0],
IF(Despachado_11o=13, Oferta_menos_10o+[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1000,0,0],
IF(Despachado_11o=14, Oferta_menos_10o+[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1000,0))))))))))
dim      Oferta_menos_12o = (1..14)
aux      Oferta_menos_12o = IF(Despachado_12o=1, Oferta_menos_11o+[1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_12o=2, Oferta_menos_11o+[0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_12o=3, Oferta_menos_11o+[0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_12o=4, Oferta_menos_11o+[0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_12o=5, Oferta_menos_11o+[0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_12o=6, Oferta_menos_11o+[0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_12o=7, Oferta_menos_11o+[0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_12o=8, Oferta_menos_11o+[0,0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_12o=9, Oferta_menos_11o+[0,0,0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_12o=10, Oferta_menos_11o+[0,0,0,0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0,0],
IF(Despachado_12o=11, Oferta_menos_11o+[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0,0],
IF(Despachado_12o=12, Oferta_menos_11o+[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1000,0,0,0],

```









```

aux      Oferta_min_10a = ARRMIN(Oferta_menos_9o)
aux      Oferta_min_11a = ARRMIN(Oferta_menos_10o)
aux      Oferta_min_12a = ARRMIN(Oferta_menos_11o)
aux      Oferta_min_13a = ARRMIN(Oferta_menos_12o)
aux      Oferta_min_14a = ARRMIN(Oferta_menos_13o)
aux      Oferta_min_1a = ARRMIN(PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA)
doc      Oferta_min_1a = Oferta mínima de P mas baja del grupo de generadores
aux      Oferta_min_2a = ARRMIN(Oferta_menos_1o)
aux      Oferta_min_3a = ARRMIN(Oferta_menos_2o)
aux      Oferta_min_4a = ARRMIN(Oferta_menos_3o)
aux      Oferta_min_5a = ARRMIN(Oferta_menos_4o)
aux      Oferta_min_6a = ARRMIN(Oferta_menos_5o)
aux      Oferta_min_7a = ARRMIN(Oferta_menos_6o)
aux      Oferta_min_8a = ARRMIN(Oferta_menos_7o)
aux      Oferta_min_9a = ARRMIN(Oferta_menos_8o)
aux      Oferta_Total_Activa = ARRSUM(Vector_Oferta_Activa)

dim      Orden_Merito_Despacho_Activa = (1..14)
aux      Orden_Merito_Despacho_Activa = [1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Despachado_1o+
[0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Despachado_2o+ [0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Despachado_3o+
[0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Despachado_4o+ [0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Despachado_5o+
[0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0]*Despachado_6o+ [0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0]*Despachado_7o+
[0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0]*Despachado_8o+ [0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0]*Despachado_9o+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0]*Despachado_10o+ [0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0]*Despachado_11o+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0]*Despachado_12o+ [0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0]*Despachado_13o+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1]*Despachado_14o
doc      Orden_Merito_Despacho_Activa = Se crea vector y en cada una de sus posiciones aparece de primera a
octava la identificación del generador oferente

aux      Suma_Act1a15 = Act_des_del_14o_des+Suma_P1a14
aux      Suma_P1a10 = Act_des_del_10o_des+Suma_P1a9
aux      Suma_P1a11 = Act_des_del_11o_des+Suma_P1a10
aux      Suma_P1a12 = Act_des_del_12o_des+Suma_P1a11
aux      Suma_P1a13 = Act_des_del_13o_des+Suma_P1a12
aux      Suma_P1a14 = Act_des_del_14o_des+Suma_P1a13
aux      Suma_P1a3 = Act_des_del_3er_des+Suma_P1y2
aux      Suma_P1a4 = Act_des_del_4o_des+Suma_P1a3
aux      Suma_P1a5 = Act_des_del_5o_des+Suma_P1a4
aux      Suma_P1a6 = Act_des_del_6o_des+Suma_P1a5
aux      Suma_P1a7 = Act_des_del_7o_des+Suma_P1a6
aux      Suma_P1a8 = Act_des_del_8o_des+Suma_P1a7
aux      Suma_P1a9 = Act_des_del_9o_des+Suma_P1a8
aux      Suma_P1y2 = Act_des_del_1er_des+Act_des_del_2o_des
doc      Suma_P1y2 = Fracción de la demanda total que va siendo cubierta a medida que se asignan los
despachos de potencia de acuerdo a la oferta y el mérito de cada uno de los generadores.
dim      Vector_Despacho_Activa = (1..14)
aux      Vector_Despacho_Activa =
IF(Despachado_1o=1,[1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Act_des_del_1er_des,IF(Despachado_1o=2,[0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Act_des_del_1er_des,IF(Despachado_1o=3,[0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Act_des_del_1er_des,IF(Despachado_1o=4,[0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Act_des_del_1er_des,IF(Despachado_1o=5,[0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Act_des_del_1er_des,IF(Despachado_1o=6,[0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0]*Act_des_del_1er_des,IF(Despachado_1o=7,[0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0]*Act_des_del_1er_des,IF(Despachado_1o=8,[0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0]*Act_des_del_1er_des,IF(Despachado_1o=9,[0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0]*Act_des_del_1er_des,IF(Despachado_1o=10,[0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0]*Act_des_del_1er_des,IF(Despachado_1o=11,[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0]*Act_des_del_1er_des,IF(Despachado_1o=12,[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0]*Act_des_del_1er_des,IF(Despachado_1o=13,[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0]*Act_des_del_1er_des,IF(Despachado_1o=14,[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1]*Act_des_del_1er_des,

```





```

0,0,0,0]*Act_des_del_13o_des,IF(Despachado_13o=6,[0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Act_des_del_13o_des,IF(Desp
achado_13o=7,[0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0]*Act_des_del_13o_des,IF(Despachado_13o=8,[0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0
,0]*Act_des_del_13o_des,IF(Despachado_13o=9,[0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0]*Act_des_del_13o_des,IF(Despacha
do_13o=10,[0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0]*Act_des_del_13o_des,IF(Despachado_13o=11,[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0
]*Act_des_del_13o_des,IF(Despachado_13o=12,[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0]*Act_des_del_13o_des,IF(Despachad
o_13o=13,[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0]*Act_des_del_13o_des,IF(Despachado_13o=14,[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1]
*Act_des_del_13o_des,0)))))))))))+
IF(Despachado_14o=1,[1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Act_des_del_14o_des,IF(Despachado_14o=2,[0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0
,0,0,0,0,0,0]*Act_des_del_14o_des,IF(Despachado_14o=3,[0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Act_des_del_14o_des,IF(
Despachado_14o=4,[0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Act_des_del_14o_des,IF(Despachado_14o=5,[0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0
,0,0,0,0,0]*Act_des_del_14o_des,IF(Despachado_14o=6,[0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Act_des_del_14o_des,IF(Desp
achado_14o=7,[0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0]*Act_des_del_14o_des,IF(Despachado_14o=8,[0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0
,0]*Act_des_del_14o_des,IF(Despachado_14o=9,[0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0]*Act_des_del_14o_des,IF(Despacha
do_14o=10,[0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0]*Act_des_del_14o_des,IF(Despachado_14o=11,[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0
]*Act_des_del_14o_des,IF(Despachado_14o=12,[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0]*Act_des_del_14o_des,IF(Despachad
o_14o=13,[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0]*Act_des_del_14o_des,IF(Despachado_14o=14,[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1]
*Act_des_del_14o_des,0)))))))))))))
dim      Vector_Oferta_Activa = (1..14)
aux      Vector_Oferta_Activa = [1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Corelca_1+
[0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*IsagSCarlos_2+ [0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Urra_3+
[0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*AgreCosta_4+ [0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*ElecSant_5+
[0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*TermTasa_6+ [0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0]*MerElec_7+
[0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0]*EPM_8+ [0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0]*IsagJag_9+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0]*Epsa_10+ [0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0]*Betania_11+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0]*Agresur_12+ [0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0]*Emgesa_13+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1]*ChivGesEn_14
doc      Vector_Oferta_Activa = Vector de Oferta ordenado por planta
const    AgreCosta_4 = 816000
const    Agresur_12 = 624000
const    Betania_11 = 540000
const    Corelca_1 = 1329000
const    ElecSant_5 = 173000
const    Emgesa_13 = 2497000
const    Epsa_10 = 1099000
const    IsagJag_9 = 455000
const    IsagSCarlos_2 = 1240000
const    MerElec_7 = 154000
const    TermTasa_6 = 155000
const    Urra_3 = 340000
dim      PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA_INICIAL = (1..14)
const    PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA_INICIAL = [60,35,40,65,50,55,60,30,35,40,35,35,38,40]
doc      PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA_INICIAL = Oferta de pesos por kW para producción de los
generadores, la posición dentro del arreglo vectorial corresponde al generador 1 al 14 de izquierda a derecha, en
este caso Tods ofertan el mismo costo independientemente de la tecnología y el poder de mercado. En su orden
son: Corelca 1, IsagSCarlos 2, Urrá 3, AgreCosta 4, ElecSant 5, TermoTasa 6, MerElec 7, EPM 8, IsagJag 9, Epsa
10, Betania 11, Agresur 12, Emgesa 13, ChivGesEn 14
const    Selector_Pu_Me_Ba = 1
doc      Selector_Pu_Me_Ba = 1 para demanda punta, 2 para demanda media, 3 para demanda baja

```

### A.1.1.3 Módulos Despacho de Reactiva

#### A.1.1.3.1 Módulos Despacho de Reactiva Zona 1

```
dim    PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z1 = (1..3)
init   PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z1 = PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_INI_Z1
flow   PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z1 = +dt*Cambio_Precios_React_Z1
dim    Cambio_Precios_React_Z1 = (1..3)
aux    Cambio_Precios_React_Z1 =
[1,0,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Reactiva_Z1(1),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Reactiva_Z1(1),1,0
),-0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z1(1),0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z1(1))+
[0,1,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Reactiva_Z1(2),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Reactiva_Z1(2),1,0
),-0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z1(2),0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z1(2))+
[0,0,1]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Reactiva_Z1(3),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Reactiva_Z1(3),1,0
),-0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z1(3),0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z1(3))
aux    Cap_Reactiva_disp_Z1 = Oferta_Total_Reactiva_Z1-Suma_Reac123
aux    Dem_Ener_Activa_Z1 =
GRAPH(TIME,0,1,[588497,547026,525005,532690,565436,589683,601305,610693,587186,596443,594667,602
784"Min:500000;Max:610000;Zoom"])
aux    Demanda_Reactiva_Z1 = 1000*Demanda_Reactiva_Z1_MVAR
aux    Demanda_Reactiva_Z1_MVAR =
1000*(IF(Selector_Pu_Me_Ba=1, Dem_Ener_Activa_Z1*Factor_Pot_Punta_Z1*0.001669162,
IF(Selector_Pu_Me_Ba=2, Dem_Ener_Activa_Z1*Factor_Pot_Media_Z1*0.001411348, Dem_Ener_Activa_Z1*F
actor_Pot_Baja_Z1*0.001076531)))
doc    Demanda_Reactiva_Z1_MVAR = Si la variable Seleccion_Demanda no es 1 o 3 es decir si no
corresponde a Demanda pico o valle respectivamente, la salida de esta variable, Demanda_Reactiva será cero
aux    Despachado_1o_Reac_Z1 = SCANEQ(PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z1, Ofereac_min_1a)
aux    Despachado_2o_Reac_Z1 = SCANEQ(Ofereac_menos_1o, Ofereac_min_2a)
aux    Despachado_3o_Reac_Z1 = SCANEQ(Ofereac_menos_2o, Ofereac_min_3a)
dim    Ofereac_menos_1o = (1..3)
aux    Ofereac_menos_1o =
IF(Despachado_1o_Reac_Z1=1, PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z1+[1000,0,0],
IF(Despachado_1o_Reac_Z1=2, PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z1+[0,1000,0],
IF(Despachado_1o_Reac_Z1=3, PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z1+[0,0,1000], 0))
dim    Ofereac_menos_2o = (1..3)
aux    Ofereac_menos_2o = IF(Despachado_2o_Reac_Z1=1, Ofereac_menos_1o+[1000,0,0],
IF(Despachado_2o_Reac_Z1=2, Ofereac_menos_1o+[0,1000,0],
IF(Despachado_2o_Reac_Z1=3, Ofereac_menos_1o+[0,0,1000], 0))
dim    Ofereac_menos_3o = (1..3)
aux    Ofereac_menos_3o = IF(Despachado_3o_Reac_Z1=1, Ofereac_menos_2o+[1000,0,0],
IF(Despachado_3o_Reac_Z1=2, Ofereac_menos_2o+[0,1000,0],
IF(Despachado_3o_Reac_Z1=3, Ofereac_menos_2o+[0,0,1000], 0))
aux    Ofereac_min_1a = ARRMIN(PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z1)
aux    Ofereac_min_2a = ARRMIN(Ofereac_menos_1o)
aux    Ofereac_min_3a = ARRMIN(Ofereac_menos_2o)
dim    Orden_Merito_Despacho_Reactiva = (1..3)
aux    Orden_Merito_Despacho_Reactiva =
[1,0,0]*Despachado_1o_Reac_Z1+[0,1,0]*Despachado_2o_Reac_Z1+[0,0,1]*Despachado_3o_Reac_Z1
doc    Orden_Merito_Despacho_Reactiva = Se crea vector y en cada una de sus posiciones aparece de primera
a octava la identificación del generador oferente
dim    PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_INI_Z1 = (1..3)
aux    PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_INI_Z1 =
[1,0,0]*PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA_INICIAL(1)*Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z1+
[0,1,0]*PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA_INICIAL(2)*Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z1+
[0,0,1]*PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA_INICIAL(3)*Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z1
```

```

aux      Reac_des_del_1er_des = IF (Demanda_Reactiva_Z1 > LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z1,
Orden_Merito_Despacho_Reactiva(1)), LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z1,
Orden_Merito_Despacho_Reactiva(1)), Demanda_Reactiva_Z1)
doc      Reac_des_del_1er_des = Se cubre toda o una parte de la demanda con la capacidad ofertada del
generador de mayor mérito, si la demanda es mayor que la oferta se toma toda la oferta y se complementa con la
oferta de generadores de menor mérito, si la demanda es menor que la oferta se despacha el generador en el valor
de la demanda.
aux      Reac_des_del_2o_des = IF (Demanda_Reactiva_Z1- Reac_des_del_1er_des>
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z1, Orden_Merito_Despacho_Reactiva(2)),
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z1, Orden_Merito_Despacho_Reactiva(2)), Demanda_Reactiva_Z1-
Reac_des_del_1er_des)
aux      Reac_des_del_3er_des = IF (Demanda_Reactiva_Z1- Suma_Reac12>
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z1, Orden_Merito_Despacho_Reactiva(3)),
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z1, Orden_Merito_Despacho_Reactiva(3)), Demanda_Reactiva_Z1-
Suma_Reac12)
aux      Suma_Reac12 = Reac_des_del_1er_des+Reac_des_del_2o_des
aux      Suma_Reac123 = Reac_des_del_3er_des+Suma_Reac12
dim      Vector_Despacho_Reactiva_Z1 = (1..3)
aux      Vector_Despacho_Reactiva_Z1 =
IF(Despachado_1o_Reac_Z1=1,[1,0,0]*Reac_des_del_1er_des,IF(Despachado_1o_Reac_Z1=2,[0,1,0]*Reac_des
_del_1er_des,IF(Despachado_1o_Reac_Z1=3,[0,0,1]*Reac_des_del_1er_des,0)))+
IF(Despachado_2o_Reac_Z1=1,[1,0,0]*Reac_des_del_2o_des,IF(Despachado_2o_Reac_Z1=2,[0,1,0]*Reac_des
_del_2o_des,IF(Despachado_2o_Reac_Z1=3,[0,0,1]*Reac_des_del_2o_des,0)))+
IF(Despachado_3o_Reac_Z1=1,[1,0,0]*Reac_des_del_3er_des,IF(Despachado_3o_Reac_Z1=2,[0,1,0]*Reac_des
_del_3er_des,IF(Despachado_3o_Reac_Z1=3,[0,0,1]*Reac_des_del_3er_des,0)))
dim      Vector_Oferta_Reactiva_Z1 = (1..3)
aux      Vector_Oferta_Reactiva_Z1 =
[1,0,0]*React_Max_P(1)+[0,1,0]*React_Max_P(2)+[0,0,1]*React_Max_P(3)
const    Factor_Pot_Baja_Z1 = 0.925518159
const    Factor_Pot_Media_Z1 = 0.915852439
const    Factor_Pot_Punta_Z1 = 0.932990168
aux      Oferta_Total_Reactiva_Z1 = ARRSUM(Vector_Oferta_Reactiva_Z1)
const    Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z1 = 0.01

```



### A.1.1.3.2 Módulos Despacho de Reactiva Zona 2

```

dim      PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z2 = (1..2)
init     PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z2 = PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_INI_Z2
flow     PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z2 = +dt*Cambio_Precios_React_Z2
dim      Cambio_Precios_React_Z2 = (1..2)
aux      Cambio_Precios_React_Z2 =
[1,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Reactiva_Z2(1),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Reactiva_Z2(1),1,0),-
0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z2(1),0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z2(1))+
[0,1]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Reactiva_Z2(2),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Reactiva_Z2(2),1,0),-
0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z2(2),0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z2(2))
aux      Dem_Ener_Activa_Z2 =
GRAPH(TIME,0,1,[173145,163903,166271,170890,170339,174023,168290,174013,176946,179784,189585,181
618"Min:160000;Max:190000;Zoom"])
aux      Demanda_Reactiva_Z2 = 1000*Demanda_Reactiva_Z2_MVAR
aux      Demanda_Reactiva_Z2_MVAR =
IF(Selector_Pu_Me_Ba=1, Dem_Ener_Activa_Z2*Factor_Pot_Punta_Z2*0.001669162,
IF(Selector_Pu_Me_Ba=2, Dem_Ener_Activa_Z2*Factor_Pot_Media_Z2*0.001411348, Dem_Ener_Activa_Z2*F
actor_Pot_Baja_Z2*0.001076531))
doc      Demanda_Reactiva_Z2_MVAR = Si la variable Seleccion_Demanda no es 1 o 3 es decir si no
corresponde a Demanda pico o valle respectivamente, la salida de esta variable, Demanda_Reactiva será cero
aux      Despachado_1o_Reac_Z2 = SCANEQ(PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z2, Ofer_Reac_min_1a_5)
aux      Despachado_2o_Reac_Z2 = SCANEQ(Ofer_Reac_menos_1o_5, Ofer_Reac_min_2a_5)
dim      Ofer_Reac_menos_1o_5 = (1..2)
aux      Ofer_Reac_menos_1o_5 =
IF(Despachado_1o_Reac_Z2=1, PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z2+[1000,0],
IF(Despachado_1o_Reac_Z2=2, PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z2+[0,1000],0))
dim      Ofer_Reac_menos_2o_5 = (1..2)
aux      Ofer_Reac_menos_2o_5 = IF(Despachado_2o_Reac_Z2=1, Ofer_Reac_menos_1o_5+[1000,0],
IF(Despachado_2o_Reac_Z2=2, Ofer_Reac_menos_1o_5+[0,1000],0))
aux      Ofer_Reac_min_1a_5 = ARRMIN(PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z2)
aux      Ofer_Reac_min_2a_5 = ARRMIN(Ofer_Reac_menos_1o_5)
dim      Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z2 = (1..2)
aux      Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z2 =
[1,0]*Despachado_1o_Reac_Z2+[0,1]*Despachado_2o_Reac_Z2
doc      Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z2 = Se crea vector y en cada una de sus posiciones aparece de
primera a octava la identificación del generador oferente
dim      PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_INI_Z2 = (1..2)
aux      PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_INI_Z2 =
[1,0]*PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA_INICIAL(4)*Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z2+
[0,1]*PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA_INICIAL(5)*Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z2
aux      Reac_des_del_1er_des_Z2 = IF (Demanda_Reactiva_Z2 > LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z2,
Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z2(1)), LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z2,
Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z2(1)), Demanda_Reactiva_Z2)
aux      Reac_des_del_2o_des_Z2 = IF (Demanda_Reactiva_Z2- Reac_des_del_1er_des_Z2 >
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z2, Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z2(2)),
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z2, Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z2(2)), Demanda_Reactiva_Z2-
Reac_des_del_1er_des_Z2)
aux      Suma_Reac12_5 = Reac_des_del_1er_des_Z2+Reac_des_del_2o_des_Z2
dim      Vector_Despacho_Reactiva_Z2 = (1..2)
aux      Vector_Despacho_Reactiva_Z2 =
IF(Despachado_1o_Reac_Z2=1,[1,0]*Reac_des_del_1er_des_Z2,IF(Despachado_1o_Reac_Z2=2,[0,1]*Reac_des
_del_1er_des_Z2,0))+
IF(Despachado_2o_Reac_Z2=1,[1,0]*Reac_des_del_2o_des_Z2,IF(Despachado_2o_Reac_Z2=2,[0,1]*Reac_des
_del_2o_des_Z2,0))
dim      Vector_Oferta_Reactiva_Z2 = (1..2)

```

```

aux      Vector_Oferta_Reactiva_Z2 = [1,0]*React_Max_P(4)+[0,1]*React_Max_P(5)
const   Factor_Pot_Baja_Z2 = 0.92
const   Factor_Pot_Media_Z2 = 0.89
const   Factor_Pot_Punta_Z2 = 0.93
aux      Oferta_Total_Reactiva_2 = ARRSUM(Vector_Oferta_Reactiva_Z2)
const   Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z2 = 0.01

```

### A.1.1.3.3 Módulos Despacho de Reactiva Zona 3

```

dim      PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z3 = (1..3)
init     PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z3 = PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_INI_Z3
flow     PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z3 = +dt*Cambio_Precios_React_Z3
dim      Cambio_Precios_React_Z3 = (1..3)
aux      Cambio_Precios_React_Z3 =
[1,0,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Reactiva_Z3(1),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Reactiva_Z3(1),1,0
),-0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z3(1),0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z3(1))+
[0,1,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Reactiva_Z3(2),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Reactiva_Z3(2),1,0
),-0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z3(2),0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z3(2))+
[0,0,1]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Reactiva_Z3(3),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Reactiva_Z3(3),1,0
),-0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z3(3),0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z3(3))
aux      Cap_Reactiva_disp_Z3 = Oferta_Total_Reactiva_Z3-Suma_Reac123_3
aux      Dem_Ener_Activa_Z3 =
GRAPH(TIME,0,1,[486792,482006,495043,489228,477773,497353,489374,492925,510891,503714,499628,487
446"Min:470000;Max:520000;Zoom"])
aux      Demanda_Reactiva_Z3 = 1000*Demanda_Reactiva_Z3_MVAR
aux      Demanda_Reactiva_Z3_MVAR =
IF(Selector_Pu_Me_Ba=1,Dem_Ener_Activa_Z3*Factor_Pot_Punta_Z3*0.001669162,
IF(Selector_Pu_Me_Ba=2,Dem_Ener_Activa_Z3*Factor_Pot_Media_Z3*0.001411348,Dem_Ener_Activa_Z3*F
actor_Pot_Baja_Z3*0.001076531))
doc      Demanda_Reactiva_Z3_MVAR = Si la variable Seleccion_Demanda no es 1 o 3 es decir si no
corresponde a Demanda pico o valle respectivamente, la salida de esta variable, Demanda_Reactiva será cero
aux      Despachado_1o_Reac_Z3 = SCANEQ(PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z3,Ofer_Reac_min_1a_3)
aux      Despachado_2o_Reac_Z3 = SCANEQ(Ofer_Reac_menos_1o_3,Ofer_Reac_min_2a_3)
aux      Despachado_3o_Reac_Z3 = SCANEQ(Ofer_Reac_menos_2o_3,Ofer_Reac_min_3a_3)
dim      Ofer_Reac_menos_1o_3 = (1..3)
aux      Ofer_Reac_menos_1o_3 =
IF(Despachado_1o_Reac_Z3=1,PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z3+[1000,0,0],
IF(Despachado_1o_Reac_Z3=2,PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z3+[0,1000,0],
IF(Despachado_1o_Reac_Z3=3,PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z3+[0,0,1000],0)))
dim      Ofer_Reac_menos_2o_3 = (1..3)
aux      Ofer_Reac_menos_2o_3 = IF(Despachado_2o_Reac_Z3=1,Ofer_Reac_menos_1o_3+[1000,0,0],
IF(Despachado_2o_Reac_Z3=2,Ofer_Reac_menos_1o_3+[0,1000,0],
IF(Despachado_2o_Reac_Z3=3,Ofer_Reac_menos_1o_3+[0,0,1000],0)))
dim      Ofer_Reac_menos_3o_3 = (1..3)
aux      Ofer_Reac_menos_3o_3 = IF(Despachado_3o_Reac_Z3=1,Ofer_Reac_menos_2o_3+[1000,0,0],
IF(Despachado_3o_Reac_Z3=2,Ofer_Reac_menos_2o_3+[0,1000,0],
IF(Despachado_3o_Reac_Z3=3,Ofer_Reac_menos_2o_3+[0,0,1000],0)))
aux      Ofer_Reac_min_1a_3 = ARRMIN(PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z3)
aux      Ofer_Reac_min_2a_3 = ARRMIN(Ofer_Reac_menos_1o_3)
aux      Ofer_Reac_min_3a_3 = ARRMIN(Ofer_Reac_menos_2o_3)
dim      Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z3 = (1..3)
aux      Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z3 =
[1,0,0]*Despachado_1o_Reac_Z3+[0,1,0]*Despachado_2o_Reac_Z3+[0,0,1]*Despachado_3o_Reac_Z3
dim      PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_INI_Z3 = (1..3)

```

```

aux    PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_INI_Z3 =
[1,0,0]*PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA_INICIAL(6)*Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z3+
[0,1,0]*PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA_INICIAL(7)*Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z3+
[0,0,1]*PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA_INICIAL(8)*Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z3
aux    Reac_des_del_1er_des_Z3 = IF (Demanda_Reactiva_Z3 > LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z3,
Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z3(1)), LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z3,
Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z3(1)), Demanda_Reactiva_Z3)
aux    Reac_des_del_2o_des_Z3 = IF (Demanda_Reactiva_Z3- Reac_des_del_1er_des_Z3>
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z3, Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z3(2)),
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z3, Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z3(2)), Demanda_Reactiva_Z3-
Reac_des_del_1er_des_Z3)
aux    Reac_des_del_3er_des_Z3 = IF (Demanda_Reactiva_Z3- Suma_Reac12_3>
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z3, Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z3(3)),
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z3, Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z3(3)), Demanda_Reactiva_Z3-
Suma_Reac12_3)
aux    Suma_Reac12_3 = Reac_des_del_1er_des_Z3+Reac_des_del_2o_des_Z3
doc    Suma_Reac12_3 = Fracción de la demanda total que va siendo cubierta a medida que se asignan los
despachos de potencia de acuerdo a la oferta y el mérito de cada uno de los generadores.
aux    Suma_Reac123_3 = Reac_des_del_3er_des_Z3+Suma_Reac12_3
dim    Vector_Despacho_Reactiva_Z3 = (1..3)
aux    Vector_Despacho_Reactiva_Z3 =
IF(Despachado_1o_Reac_Z3=1,[1,0,0]*Reac_des_del_1er_des_Z3,IF(Despachado_1o_Reac_Z3=2,[0,1,0]*Reac_
des_del_1er_des_Z3,IF(Despachado_1o_Reac_Z3=3,[0,0,1]*Reac_des_del_1er_des_Z3,0)))+
IF(Despachado_2o_Reac_Z3=1,[1,0,0]*Reac_des_del_2o_des_Z3,IF(Despachado_2o_Reac_Z3=2,[0,1,0]*Reac_
des_del_2o_des_Z3,IF(Despachado_2o_Reac_Z3=3,[0,0,1]*Reac_des_del_2o_des_Z3,0)))+
IF(Despachado_3o_Reac_Z3=1,[1,0,0]*Reac_des_del_3er_des_Z3,IF(Despachado_3o_Reac_Z3=2,[0,1,0]*Reac_
des_del_3er_des_Z3,IF(Despachado_3o_Reac_Z3=3,[0,0,1]*Reac_des_del_3er_des_Z3,0)))
dim    Vector_Oferta_Reactiva_Z3 = (1..3)
aux    Vector_Oferta_Reactiva_Z3 =
[1,0,0]*React_Max_P(6)+[0,1,0]*React_Max_P(7)+[0,0,1]*React_Max_P(8)
const  Factor_Pot_Baja_Z3 = 0.92
const  Factor_Pot_Media_Z3 = 0.93
const  Factor_Pot_Punta_Z3 = 0.93
aux    Oferta_Total_Reactiva_Z3 = ARRSUM(Vector_Oferta_Reactiva_Z3)
const  Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z3 = 0.01

```

#### A.1.1.3.4 Módulos Despacho de Reactiva Zona 4

```

dim    PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z4 = (1..3)
init   PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z4 = PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_INI_Z4
flow   PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z4 = +dt*Cambio_Precios_React_Z4
dim    Cambio_Precios_React_Z4 = (1..3)
aux    Cambio_Precios_React_Z4 =
[1,0,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Reactiva_Z4(1),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Reactiva_Z4(1),1,0
),-0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z4(1),0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z4(1))+
[0,1,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Reactiva_Z4(2),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Reactiva_Z4(2),1,0
),-0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z4(2),0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z4(2))+
[0,0,1]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Reactiva_Z4(3),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Reactiva_Z4(3),1,0
),-0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z4(3),0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z4(3))
aux    Cap_Reactiva_disp_Z4 = Oferta_Total_Reactiva_Z4-Suma_Reac123_5
aux    Dem_Ener_Activa_Z4 =
GRAPH(TIME,0,1,[636097,590427,591346,594031,614874,602157,618920,633633,622134,638543,642190,606
176"Min:590000;Max:650000;Zoom"])
aux    Demanda_Reactiva_Z4 = 1000*Demanda_Reactiva_Z4_MVAR

```

```

aux      Demanda_Reactiva_Z4_MVAR =
IF(Selector_Pu_Me_Ba=1, Dem_Ener_Activa_Z4*Factor_Pot_Punta_Z4*0.001669162,
IF(Selector_Pu_Me_Ba=2, Dem_Ener_Activa_Z4*Factor_Pot_Media_Z4*0.001411348, Dem_Ener_Activa_Z4*F
actor_Pot_Baja_Z4*0.001076531))
aux      Despachado_1o_Reac_Z4 = SCANEQ(PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z4, Ofer_Reac_min_1a_7)
aux      Despachado_2o_Reac_Z4 = SCANEQ(Ofer_Reac_menos_1o_7, Ofer_Reac_min_2a_7)
aux      Despachado_3o_Reac_Z4 = SCANEQ(Ofer_Reac_menos_2o_7, Ofer_Reac_min_3a_6)
dim      Ofer_Reac_menos_1o_7 = (1..3)
aux      Ofer_Reac_menos_1o_7 =
IF(Despachado_1o_Reac_Z4=1, PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z4+[1000,0,0],
IF(Despachado_1o_Reac_Z4=2, PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z4+[0,1000,0],
IF(Despachado_1o_Reac_Z4=3, PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z4+[0,0,1000], 0)))
dim      Ofer_Reac_menos_2o_7 = (1..3)
aux      Ofer_Reac_menos_2o_7 = IF(Despachado_2o_Reac_Z4=1, Ofer_Reac_menos_1o_7+[1000,0,0],
IF(Despachado_2o_Reac_Z4=2, Ofer_Reac_menos_1o_7+[0,1000,0],
IF(Despachado_2o_Reac_Z4=3, Ofer_Reac_menos_1o_7+[0,0,1000], 0)))
dim      Ofer_Reac_menos_3o_6 = (1..3)
aux      Ofer_Reac_menos_3o_6 = IF(Despachado_3o_Reac_Z4=1, Ofer_Reac_menos_2o_7+[1000,0,0],
IF(Despachado_3o_Reac_Z4=2, Ofer_Reac_menos_2o_7+[0,1000,0],
IF(Despachado_3o_Reac_Z4=3, Ofer_Reac_menos_2o_7+[0,0,1000], 0)))
aux      Ofer_Reac_min_1a_7 = ARRMIN(PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z4)
aux      Ofer_Reac_min_2a_7 = ARRMIN(Ofer_Reac_menos_1o_7)
aux      Ofer_Reac_min_3a_6 = ARRMIN(Ofer_Reac_menos_2o_7)
dim      Orden_Merito_Despacho_Reactiva_1 = (1..3)
aux      Orden_Merito_Despacho_Reactiva_1 =
[1,0,0]*Despachado_1o_Reac_Z4+[0,1,0]*Despachado_2o_Reac_Z4+[0,0,1]*Despachado_3o_Reac_Z4
doc      Orden_Merito_Despacho_Reactiva_1 = Se crea vector y en cada una de sus posiciones aparece de
primera a octava la identificación del generador oferente
dim      PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_INI_Z4 = (1..3)
aux      PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_INI_Z4 =
[1,0,0]*PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA_INICIAL(9)*Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z4+
[0,1,0]*PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA_INICIAL(10)*Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z4+
[0,0,1]*PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA_INICIAL(11)*Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z4
aux      Reac_des_del_1er_des_Z4 = IF (Demanda_Reactiva_Z4 > LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z4,
Orden_Merito_Despacho_Reactiva_1(1)), LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z4,
Orden_Merito_Despacho_Reactiva_1(1)), Demanda_Reactiva_Z4)
aux      Reac_des_del_2o_des_Z4 = IF (Demanda_Reactiva_Z4- Reac_des_del_1er_des_Z4 >
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z4, Orden_Merito_Despacho_Reactiva_1(2)),
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z4, Orden_Merito_Despacho_Reactiva_1(2)), Demanda_Reactiva_Z4-
Reac_des_del_1er_des_Z4)
aux      Reac_des_del_3er_des_Z4 = IF (Demanda_Reactiva_Z4- Suma_Reac12_6 >
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z4, Orden_Merito_Despacho_Reactiva_1(3)),
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z4, Orden_Merito_Despacho_Reactiva_1(3)), Demanda_Reactiva_Z4-
Suma_Reac12_6)
aux      Suma_Reac12_6 = Reac_des_del_1er_des_Z4+Reac_des_del_2o_des_Z4
aux      Suma_Reac123_5 = Reac_des_del_3er_des_Z4+Suma_Reac12_6
dim      Vector_Despacho_Reactiva_Z4 = (1..3)
aux      Vector_Despacho_Reactiva_Z4 =
IF(Despachado_1o_Reac_Z4=1, [1,0,0]*Reac_des_del_1er_des_Z4, IF(Despachado_1o_Reac_Z4=2, [0,1,0]*Reac_
des_del_1er_des_Z4, IF(Despachado_1o_Reac_Z4=3, [0,0,1]*Reac_des_del_1er_des_Z4, 0)))+
IF(Despachado_2o_Reac_Z4=1, [1,0,0]*Reac_des_del_2o_des_Z4, IF(Despachado_2o_Reac_Z4=2, [0,1,0]*Reac_
des_del_2o_des_Z4, IF(Despachado_2o_Reac_Z4=3, [0,0,1]*Reac_des_del_2o_des_Z4, 0)))+
IF(Despachado_3o_Reac_Z4=1, [1,0,0]*Reac_des_del_3er_des_Z4, IF(Despachado_3o_Reac_Z4=2, [0,1,0]*Reac_
des_del_3er_des_Z4, IF(Despachado_3o_Reac_Z4=3, [0,0,1]*Reac_des_del_3er_des_Z4, 0)))
dim      Vector_Oferta_Reactiva_Z4 = (1..3)
aux      Vector_Oferta_Reactiva_Z4 =
[1,0,0]*React_Max_P(9)+[0,1,0]*React_Max_P(10)+[0,0,1]*React_Max_P(11)

```

```

const Factor_Pot_Baja_Z4 = 0.929237653
const Factor_Pot_Media_Z4 = 0.921935484
const Factor_Pot_Punta_Z4 = 0.944827393
aux Oferta_Total_Reactiva_Z4 = ARRSUM(Vector_Oferta_Reactiva_Z4)
const Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z4 = 0.01

```

#### A.1.1.3.5 Módulos Despacho de Reactiva Zona 5

```

dim PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z5 = (1..3)
init PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z5 = PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_INI_Z5
flow PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z5 = +dt*Cambio_Precios_React_Z5
dim Cambio_Precios_React_Z5 = (1..3)
aux Cambio_Precios_React_Z5 =
[1,0,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Reactiva_Z5(1),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Reactiva_Z5(1),1,0),-0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z5(1),0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z5(1))+
[0,1,0]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Reactiva_Z5(2),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Reactiva_Z5(2),1,0),-0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z5(2),0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z5(2))+
[0,0,1]*IF(DELAYPPL(Vector_Despacho_Reactiva_Z5(3),1,0)<DELAYPPL(Vector_Oferta_Reactiva_Z5(3),1,0),-0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z5(3),0.1*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z5(3))
aux Cap_Reactiva_disp_Z5 = Oferta_Total_Reactiva_Z5-Suma_Reac123_6
aux Dem_Ener_Activa_Z5 =
GRAPH(TIME,0,1,[892264,883546,899680,899006,875791,898672,888972,928426,952415,947995,915168,1263121"Min:860000;Max:1265000;Zoom"])
aux Demanda_Reactiva_Z5 = 1000*Demanda_Reactiva_Z5_MVAR
aux Demanda_Reactiva_Z5_MVAR =
IF(Selector_Pu_Me_Ba=1, Dem_Ener_Activa_Z5*Factor_Pot_Punta_Z5*0.001669162,
IF(Selector_Pu_Me_Ba=2, Dem_Ener_Activa_Z5*Factor_Pot_Media_Z5*0.001411348, Dem_Ener_Activa_Z5*Factor_Pot_Baja_Z5*0.001076531))
aux Despachado_1o_Reac_Z5 = SCANEQ(PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z5, Ofer_Reac_min_1a_6)
aux Despachado_2o_Reac_Z5 = SCANEQ(Ofer_Reac_menos_1o_6, Ofer_Reac_min_2a_6)
aux Despachado_3o_Reac_Z5 = SCANEQ(Ofer_Reac_menos_2o_6, Ofer_Reac_min_3a_5)
dim Ofer_Reac_menos_1o_6 = (1..3)
aux Ofer_Reac_menos_1o_6 =
IF(Despachado_1o_Reac_Z5=1, PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z5+[1000,0,0],
IF(Despachado_1o_Reac_Z5=2, PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z5+[0,1000,0],
IF(Despachado_1o_Reac_Z5=3, PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z5+[0,0,1000],0)))
dim Ofer_Reac_menos_2o_6 = (1..3)
aux Ofer_Reac_menos_2o_6 = IF(Despachado_2o_Reac_Z5=1, Ofer_Reac_menos_1o_6+[1000,0,0],
IF(Despachado_2o_Reac_Z5=2, Ofer_Reac_menos_1o_6+[0,1000,0],
IF(Despachado_2o_Reac_Z5=3, Ofer_Reac_menos_1o_6+[0,0,1000],0)))
dim Ofer_Reac_menos_3o_5 = (1..3)
aux Ofer_Reac_menos_3o_5 = IF(Despachado_3o_Reac_Z5=1, Ofer_Reac_menos_2o_6+[1000,0,0],
IF(Despachado_3o_Reac_Z5=2, Ofer_Reac_menos_2o_6+[0,1000,0],
IF(Despachado_3o_Reac_Z5=3, Ofer_Reac_menos_2o_6+[0,0,1000],0)))
aux Ofer_Reac_min_1a_6 = ARRMIN(PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z5)
aux Ofer_Reac_min_2a_6 = ARRMIN(Ofer_Reac_menos_1o_6)
aux Ofer_Reac_min_3a_5 = ARRMIN(Ofer_Reac_menos_2o_6)
dim Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z5 = (1..3)
aux Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z5 =
[1,0,0]*Despachado_1o_Reac_Z5+[0,1,0]*Despachado_2o_Reac_Z5+[0,0,1]*Despachado_3o_Reac_Z5
doc Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z5 = Se crea vector y en cada una de sus posiciones aparece de primera a octava la identificación del generador oferente
dim PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_INI_Z5 = (1..3)
aux PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_INI_Z5 =
[1,0,0]*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_INICIAL(12)*Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z5+

```

```

[0,1,0]*PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA_INICIAL(13)*Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z5+
[0,0,1]*PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA_INICIAL(14)*Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z5
aux    Reac_des_del_1er_des_Z5 = IF (Demanda_Reactiva_Z5 > LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z5,
Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z5(1)), LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z5,
Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z5(1)), Demanda_Reactiva_Z5)
aux    Reac_des_del_2o_des_Z5 = IF (Demanda_Reactiva_Z5- Reac_des_del_1er_des_Z5>
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z5, Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z5(2)),
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z5, Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z5(2)), Demanda_Reactiva_Z5-
Reac_des_del_1er_des_Z5)
aux    Reac_des_del_3er_des_Z5 = IF (Demanda_Reactiva_Z5- Suma_Reac12_7>
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z5, Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z5(3)),
LOOKUP(Vector_Oferta_Reactiva_Z5, Orden_Merito_Despacho_Reactiva_Z5(3)), Demanda_Reactiva_Z5-
Suma_Reac12_7)
aux    Suma_Reac12_7 = Reac_des_del_1er_des_Z5+Reac_des_del_2o_des_Z5
aux    Suma_Reac123_6 = Reac_des_del_3er_des_Z5+Suma_Reac12_7
dim    Vector_Despacho_Reactiva_Z5 = (1..3)
aux    Vector_Despacho_Reactiva_Z5 =
IF(Despachado_1o_Reac_Z5=1,[1,0,0]*Reac_des_del_1er_des_Z5,IF(Despachado_1o_Reac_Z5=2,[0,1,0]*Reac_
des_del_1er_des_Z5,IF(Despachado_1o_Reac_Z5=3,[0,0,1]*Reac_des_del_1er_des_Z5,0)))+
IF(Despachado_2o_Reac_Z5=1,[1,0,0]*Reac_des_del_2o_des_Z5,IF(Despachado_2o_Reac_Z5=2,[0,1,0]*Reac_
des_del_2o_des_Z5,IF(Despachado_2o_Reac_Z5=3,[0,0,1]*Reac_des_del_2o_des_Z5,0)))+
IF(Despachado_3o_Reac_Z5=1,[1,0,0]*Reac_des_del_3er_des_Z5,IF(Despachado_3o_Reac_Z5=2,[0,1,0]*Reac_
des_del_3er_des_Z5,IF(Despachado_3o_Reac_Z5=3,[0,0,1]*Reac_des_del_3er_des_Z5,0)))
dim    Vector_Oferta_Reactiva_Z5 = (1..3)
aux    Vector_Oferta_Reactiva_Z5 =
[1,0,0]*React_Max_P(12)+[0,1,0]*React_Max_P(13)+[0,0,1]*React_Max_P(14)
const  Factor_Pot_Baja_Z5 = 0.92228846
const  Factor_Pot_Media_Z5 = 0.924604005
const  Factor_Pot_Punta_Z5 = 0.950064236
aux    Oferta_Total_Reactiva_Z5 = ARRSUM(Vector_Oferta_Reactiva_Z5)
const  Relacion_Precio_Reactiva_a_Activa_Z5 = 0.01

```

### A.1.1.3 Módulo de Políticas y liquidación

```

dim    Carta_React_Max_Normal = (1..14)
aux    Carta_React_Max_Normal =
GRAPH(Vector_Despacho_Activa/Activa_nominal,0,0.05,[0.96,0.95,0.94,0.93,0.92,0.91,0.9,0.89,0.88,0.87,0.85,
0.84,0.82,0.8,0.78,0.76,0.74,0.72,0.68,0.66,0.62,0.51,0.39,0.2,0.01"Min:0;Max:1;Zoom"])
doc    Carta_React_Max_Normal = Inf Operacion ISA 96 f nominal 0.8 63u, 0.85 53 u, 0.86 1u, 0.9 13u, 0.95
2u, 0.97 1u, se asume un fp nominal generico de .85 El angulo nominal es 31.788 grados P = 1 Q =0.62
aux    Cost_Tot_Acum_React_Sist = ARRSUM(Costo_total_Acum_reactiva_por_Gen)
dim    Costo_Despacho_Activa = (1..14)
aux    Costo_Despacho_Activa =
IF(Selector_Pu_Me_Ba=1,210*Vector_Despacho_Activa*PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA,IF(Selector_Pu_Me_B
a=2,300*Vector_Despacho_Activa*PRECIOS_OFERTA_ACTIVIA,210*Vector_Despacho_Activa*PRECIOS_O
FERTA_ACTIVIA))
dim    Costo_Despacho_Reactiva_Adiciona_Punta = (1..14)
aux    Costo_Despacho_Reactiva_Adiciona_Punta =
IF(Selector_Pu_Me_Ba=1,210*Reactiva_Adicional_Punta*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA,IF(Selector_Pu_M
e_Ba=2,300*Reactiva_Adicional_Punta*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA,210*Reactiva_Adicional_Punta*PRE
CIOS_OFERTA_REACTIVA))
aux    Costo_Periodo_Reactiva_Sist = ARRSUM(Costo_Despacho_Reactiva_Adiciona_Punta)
dim    Costo_total_Acum_reactiva_por_Gen = (1..14)
aux    Costo_total_Acum_reactiva_por_Gen =
Costo_Acum_Reactiva_por_Generador+Acumulacion_de_Costo_Reactiva

```

```

dim      Liquidacion_Gen = (1..14)
aux      Liquidacion_Gen = Costo_Despacho_Activa+Costo_Despacho_Reactiva_Adiciona_Punta
dim      Liquidacion_total_Acum_por_Gen = (1..14)
aux      Liquidacion_total_Acum_por_Gen = Liquidacion_Acum_por_Generador+Acumulacion_Liquidacion
dim      Politica = (1..14)
aux      Politica = IF(Sel_Pol=1,Reactiva_Politica_1,IF(Sel_Pol=2,Reactiva_Politica_2,Reactiva_Politica_3))
dim      PRECIOS_OFERTA_REACTIVA = (1..14)
aux      PRECIOS_OFERTA_REACTIVA =
[1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z1(1)+
[0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z1(2)+
[0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z1(3)+
[0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z2(1)+
[0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z2(2)+
[0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z3(1)+
[0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z3(2)+
[0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0]*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z3(3)+
[0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0]*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z4(1)+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0]*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z4(2)+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0]*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z4(3)+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0]*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z5(1)+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0]*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z5(2)+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1]*PRECIOS_OFERTA_REACTIVA_Z5(3)
dim      React_Max_P = (1..14)
aux      React_Max_P = Carta_React_Max_Normal*Activa_nominal
dim      Reactiva_Adicional_Punta = (1..14)
aux      Reactiva_Adicional_Punta = IF(Vector_Despacho_Reactiva>Politica,Vector_Despacho_Reactiva-
Politica,0)
dim      Reactiva_Obligatoria_Punta = (1..14)
aux      Reactiva_Obligatoria_Punta =
IF(Vector_Despacho_Reactiva<=Politica,Vector_Despacho_Reactiva,Politica)
dim      Reactiva_Politica_1 = (1..14)
aux      Reactiva_Politica_1 =
Activa_nominal*GRAPH(Vector_Despacho_Activa/Activa_nominal,0,0.1,[0,0.06,0.12,0.17,0.23,0.3,0.36,0.42,0.
49,0.56,0.62"Min:0;Max:1;Zoom"])
dim      Reactiva_Politica_2 = (1..14)
aux      Reactiva_Politica_2 = 0.62*Activa_nominal
dim      Reactiva_Politica_3 = (1..14)
aux      Reactiva_Politica_3 =
0.8*Activa_nominal*GRAPH(Vector_Despacho_Activa/Activa_nominal,0,0.05,[0.96,0.95,0.94,0.93,0.92,0.91,0.
9,0.89,0.88,0.87,0.85,0.84,0.82,0.8,0.78,0.76,0.74,0.72,0.68,0.66,0.62,0.51,0.39,0.2,0.01"Min:0;Max:1;Zoom"])
dim      Vector_Despacho_Reactiva = (1..14)
aux      Vector_Despacho_Reactiva = [1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Vector_Despacho_Reactiva_Z1(1)+
[0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Vector_Despacho_Reactiva_Z1(2)+
[0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Vector_Despacho_Reactiva_Z1(3)+
[0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Vector_Despacho_Reactiva_Z2(1)+
[0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Vector_Despacho_Reactiva_Z2(2)+
[0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Vector_Despacho_Reactiva_Z3(1)+
[0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0,0]*Vector_Despacho_Reactiva_Z3(2)+
[0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0,0]*Vector_Despacho_Reactiva_Z3(3)+
[0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0,0]*Vector_Despacho_Reactiva_Z4(1)+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0,0]*Vector_Despacho_Reactiva_Z4(2)+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,0]*Vector_Despacho_Reactiva_Z4(3)+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0,0]*Vector_Despacho_Reactiva_Z5(1)+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,0]*Vector_Despacho_Reactiva_Z5(2)+
[0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,1]*Vector_Despacho_Reactiva_Z5(3)
const   Sel_Pol = 3
dim      Acumulacion_de_Costo_Reactiva = (1..14)

```

aux Acumulacion\_de\_Costo\_Reactiva = Costo\_Despacho\_Reactiva\_Adiciona\_Punta  
 dim Acumulacion\_Liquidacion = (1..14)  
 aux Acumulacion\_Liquidacion = Liquidacion\_Gen  
 dim Costo\_Acum\_Reactiva\_por\_Generador = (1..14)  
 init Costo\_Acum\_Reactiva\_por\_Generador = 0  
 flow Costo\_Acum\_Reactiva\_por\_Generador = +dt\*Acumulacion\_de\_Costo\_Reactiva  
 dim Liquidacion\_Acum\_por\_Generador = (1..14)  
 init Liquidacion\_Acum\_por\_Generador = 0  
 flow Liquidacion\_Acum\_por\_Generador = +dt\*Acumulacion\_Liquidacion

## A.1.2 Ecuaciones para cálculo de los totales del sistema

### A.1.2.1 Variables obtenidas del cálculo anterior para Demanda Punta, Media y Baja.

const Cost\_Tot\_Acum\_React\_SistB = 0  
 const Cost\_Tot\_Acum\_React\_SistM = 0  
 const Cost\_Tot\_Acum\_React\_SistP = 0  
 const Costo\_Periodo\_Reactiva\_SisP = 0  
 const Costo\_Periodo\_Reactiva\_SistB = 0  
 const Costo\_Periodo\_Reactiva\_SistM = 0  
 dim Costo\_total\_Acum\_reactiva\_por\_GenB = (1..14)  
 const Costo\_total\_Acum\_reactiva\_por\_GenB = 0  
 dim Costo\_total\_Acum\_reactiva\_por\_GenM = (1..14)  
 const Costo\_total\_Acum\_reactiva\_por\_GenM = 0  
 dim Costo\_total\_Acum\_reactiva\_por\_GenP = (1..14)  
 const Costo\_total\_Acum\_reactiva\_por\_GenP = 0  
 dim Liquidacion\_total\_Acum\_por\_GenB = (1..14)  
 const Liquidacion\_total\_Acum\_por\_GenB = 0  
 dim Liquidacion\_total\_Acum\_por\_GenM = (1..14)  
 const Liquidacion\_total\_Acum\_por\_GenM = 0  
 dim Liquidacion\_total\_Acum\_por\_GenP = (1..14)  
 const Liquidacion\_total\_Acum\_por\_GenP = 0

### A.1.2.2 Cálculo de las variables para el análisis

aux Cost\_Tot\_Acum\_React\_Sist =  
 Cost\_Tot\_Acum\_React\_SistB+Cost\_Tot\_Acum\_React\_SistM+Cost\_Tot\_Acum\_React\_SistP  
  
 aux Costo\_Periodo\_Reactiva\_Sist =  
 Costo\_Periodo\_Reactiva\_SisP+Costo\_Periodo\_Reactiva\_SistB+Costo\_Periodo\_Reactiva\_SistM  
  
 dim Costo\_total\_Acum\_reactiva\_por\_Gen = (1..14)  
 aux Costo\_total\_Acum\_reactiva\_por\_Gen =  
 Costo\_total\_Acum\_reactiva\_por\_GenB+Costo\_total\_Acum\_reactiva\_por\_GenM+Costo\_total\_Acum\_reactiva\_por\_GenP  
  
 dim Liquidacion\_total\_Acum\_por\_Gen = (1..14)  
 aux Liquidacion\_total\_Acum\_por\_Gen =  
 Liquidacion\_total\_Acum\_por\_GenB+Liquidacion\_total\_Acum\_por\_GenM+Liquidacion\_total\_Acum\_por\_GenP