

APLICACIÓN DE MAPAS AUTO-ORGANIZATIVOS DE KOHONEN PARA LA  
IDENTIFICACIÓN DE PATRONES DE COMPORTAMIENTO EN LOS PRECIOS DE  
OFERTA EN BOLSA DE LOS GENERADORES EN EL MERCADO MAYORISTA DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.

CÉSAR AUGUSTO CUTA DURÁN

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2007

APLICACIÓN DE MAPAS AUTO-ORGANIZATIVOS DE KOHONEN PARA LA IDENTIFICACIÓN DE PATRONES DE COMPORTAMIENTO EN LOS PRECIOS DE OFERTA EN BOLSA DE LOS GENERADORES EN EL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.

CÉSAR AUGUSTO CUTA DURÁN

Trabajo de grado para optar al título de:  
Ingeniero Electricista

Director

Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez

Codirector

Ing. Javier Augusto Hernández Romero

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA  
2007

## DEDICATORIA

*A Dios y a la Virgen santísima mis mejores motivadores y guías  
A mi familia por su apoyo incondicional  
A esas personas que he querido y que siempre querré  
C. C.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Una vez realizada la defensa pública de mi tesis, he querido manifestar mis más sinceros agradecimientos en estas cortas líneas a las personas que hicieron posible que este trabajo de grado llegara a su final.

Al ingeniero Javier Hernández Romero, codirector del trabajo de grado y amigo, por su paciencia para brindarme las instrucciones adecuadas en el momento adecuado, a pesar de los inconvenientes que se iban presentando conforme avanzábamos en el desarrollo del proyecto.

A la ingeniera Amparo Patricia Gallego, quien con su amable gestión permitió que la entrega de este trabajo de grado fuera una realidad.

Al ingeniero Guillermo León López Serna, mas que un jefe, un amigo, quien a pesar de sus diversas ocupaciones siempre me brindo consejos técnicos para realizar un trabajo de calidad.

Al ingeniero Jorge Felizzola, por hacerme ver que aunque las cosas requieran de un esfuerzo adicional para que salgan bien, en algún momento ese esfuerzo se vera recompensado.

Y a todas las personas que de una u otra forma participaron en el desarrollo de este trabajo de grado, que Dios les pague y créanme que estoy en deuda con ustedes.

**TITULO. APLICACIÓN DE MAPAS AUTO-ORGANIZATIVOS DE KOHONEN PARA LA IDENTIFICACIÓN DE PATRONES DE COMPORTAMIENTO EN LOS PRECIOS DE OFERTA EN BOLSA DE LOS GENERADORES EN EL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.\***

**Autores:**

CÉSAR AUGUSTO CUTA DURÁN\*\*

**Palabras Clave:** Demanda residual, mapas auto-organizativos, patrones, volatilidad.

**Resumen**

Este proyecto se planteó fundamentado en la necesidad de contar con una herramienta que permitiera identificar si existen patrones de comportamiento en el precio de oferta de los distintos generadores colombianos, de tal forma que el ente regulador (para el caso colombiano La CREG) pueda detectar algunas variables a monitorear, para evitar comportamientos estratégicos que pudieran poner en peligro la transparencia y eficiencia del mercado.

Utilizando los mapas auto-organizativos de Kohonen como técnica de minería de datos se evaluaron los datos de doce de los generadores del país (seis hidráulicos y seis térmicos), cuya variación en el precio de oferta (volatilidad) fuera la más alta.

Con la ayuda de una herramienta software desarrollada por la Universidad Tecnológica de Helsinki para MATLAB®, fue posible la creación, entrenamiento y posterior visualización de los mapas auto-organizativos de cada una de las variables estudiadas, permitiendo así establecer las relaciones entre cada una de ellas y el precio de oferta.

Con la metodología aplicada para el desarrollo de este proyecto y con el análisis de sensibilidad realizado con la herramienta de la información mutua, se encontró una alta correlación para el precio de oferta de las plantas hidráulicas con los descriptores establecidos para la demanda residual en la demanda mínima y mediana, y para el precio de oferta de las plantas térmicas con el embalse agregado (la sumatoria de la capacidad de todos los embalses del país) y el precio promedio de cada MWh negociado en contratos por los generadores.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas  
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.  
Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez

**TITLE. APPLICATION OF KOHONEN SELF ORGANIZING MAPS TO THE IDENTIFICATION OF PATTERNS ON THE BEHAVIOR OF GENERATOR'S BIDDING PRICE TO THE SPOT MARKET IN THE COLOMBIA'S ELECTRICITY WHOLESALE MARKET \***

**Authors:**

CÉSAR AUGUSTO CUTA DURÁN\*\*

**Key Words:** Patterns, Residual demand, Self organizing maps, Volatility.

**Summary**

The foundation of this project is the requirement of a tool that let identify some behave patterns on the Colombian generator's bid price, so that the regulator entity (in the Colombian case the CREG – Comisión de Regulación de Energía y Gas) can detect some variables to check, to avoid strategic behaviors that can put in danger the transparency and efficiency of the market.

Using the Kohonen Self Organizing Maps as a data mining technique, the data set of twelve Colombian's generators (six hydraulic and six thermal units) had been evaluated, whose bid price variation (volatility) were the highest.

With the help of a software tool developed by the Helsinki Technologic University for MATLAB®, were possible the creation, training and later visualization of the self organizing maps of each one of the studied variables, letting establish the relations between each of them and the bid price.

With the applied methodology to the development of this project and with the sensibility analysis done with the mutual information tool, a high correlation were find between the hydraulics unit's bid price and the descriptors established to the residual demand on the minimum and middle demand. For the thermal unit's the high correlation were find between the bid price and the accumulate reservoir (the sum of all reservoirs in the country) and the average price of each MWh deal in contracts by the agents.

---

\* Undergraduate Thesis

\*\* Physical-Mechanical Engineering Faculty  
Electric, Electronic and Telecommunications Engineering School  
Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	21
1. OBJETIVOS.....	23
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	23
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	23
2 EL MERCADO ELÉCTRICO EN COLOMBIA.....	25
2.1 HISTORIA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN COLOMBIA .....	25
2.2 ORGANISMOS QUE REGULAN Y ADMINISTRAN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA . .....	26
2.3 AGENTES DEL MEM.....	28
2.3.1 Generadores. ....	28
2.3.2 Transmisores.....	29
2.3.3 Distribuidores. ....	29
2.3.4 Comercializadores. ....	29
2.3.5 Usuarios regulados y no regulados. ....	29
2.4 REGLAS DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO .....	30
2.4.1 Separación de actividades. ....	30
2.4.2 Reglamentaciones asociadas al precio de oferta en bolsa. ....	31
2.4.3 Condiciones para la presentación de la oferta en bolsa.....	31
2.4.4 Despacho y redespacho. ....	32
2.4.5 Balance de las transacciones en bolsa. ....	32
2.4.6 Otras reglamentaciones. ....	33

3 VARIABLES ESTRATÉGICAS DE LOS GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA .....	34
3.1 CONTRATOS BILATERALES.....	34
3.2 PRECIO DE BOLSA.....	36
3.3 RECONCILIACIONES.....	36
3.4 INFLEXIBILIDADES.....	40
3.5 DEMANDA RESIDUAL .....	42
3.5.1 Definición.....	42
3.5.2 Características de la curva de demanda residual.....	47
3.5.3 Disminución del número de curvas de demanda residual analizadas.....	48
3.5.4 Rango de influencia en el precio de bolsa.....	50
3.5.5 Elasticidad de precio en la demanda.....	51
3.5.6 Elasticidad en la demanda residual.....	52
3.6 EMBALSES .....	53
3.6.1 Embalse de Betania.....	56
3.6.2 Embalse Punchina.....	56
3.6.3 Embalse Anchicayá.....	56
3.6.4 Embalse del Guavio.....	56
3.6.5 Embalse La esmeralda.....	56
3.6.6 Embalse Porcell.....	57
3.7 DISPONIBILIDAD .....	57
3.8 INFORMACIÓN DISPONIBLE PARA LA FORMACIÓN DEL PRECIO DE OFERTA.....	57
4 SELECCIÓN DE LOS GENERADORES.....	60
4.1 VOLATILIDAD.....	60

4.1.1 Factores a tener en cuenta en el precio de oferta .....	64
4.2 OPORTUNIDAD DE FIJAR EL PRECIO DE BOLSA .....	67
4.3 GENERADORES SELECCIONADOS.....	71
5 MAPAS AUTO-ORGANIZATIVOS DE KOHONEN .....	74
5.1 CONCEPTOS BÁSICOS .....	74
5.1.1 Red neuronal artificial.....	74
5.1.2 Arquitectura de las redes neuronales artificiales.....	76
5.1.3 Modos de operación. ....	76
5.2 ESTRUCTURA DE LOS MAPAS AUTO-ORGANIZATIVOS DE KOHONEN .....	79
5.3 NORMALIZACIÓN .....	80
5.3.1 Técnicas de normalización. ....	81
5.3.2 Comparación de las diferentes técnicas de normalización. ....	82
5.4 ALGORITMO DE APRENDIZAJE .....	83
5.4.1 Algoritmo de aprendizaje secuencial.....	83
5.4.2 Algoritmo de aprendizaje grupal. ....	86
5.4.3 Comparación de los algoritmos de aprendizaje. ....	88
5.5 GRADO DE VECINDAD .....	90
5.5.1 Topología del mapa.....	90
5.5.2 Radio de vecindad. ....	90
5.5.3 Función de vecindad.....	91
5.6 SOM_PACK .....	93
5.6.1 Número de unidades (neuronas) utilizadas.....	95
5.6.2 Inicialización de los pesos sinápticos. ....	96

5.6.3 Número de iteraciones.....	96
5.6.4 Visualización.....	97
5.6.5 Calidad del mapeo.....	100
5.6.6 Valores indeterminados.....	101
6 PRE-PROCESAMIENTO DE DATOS .....	102
6.1 MÉTODOS DE DISCRETIZACIÓN.....	102
6.1.1 Discretización por histogramas.....	102
6.1.2 Discretización basada en entropía.....	103
6.1.3 Discretización por medio de análisis cluster.....	104
6.2 COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS DE DISCRETIZACIÓN.....	104
6.3 PROCESO DE DISCRETIZACIÓN DE LOS PRECIOS DE OFERTA.....	105
6.3.1 Medidas de distancia.....	106
6.3.2 Obtención de conglomerados.....	107
6.3.3 Comparación de los métodos de obtención de conglomerados.....	110
6.3.4 Número de clusters.....	111
6.3.5 Discretización de los precios de oferta de los generadores hidráulicos.....	113
6.3.6 Discretización de los precios de oferta de los generadores térmicos.....	118
7 APLICACIÓN DE LOS MAPAS DE KOHONEN A LAS VARIABLES DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO .....	122
7.1 MAPAS AUTO-ORGANIZATIVOS COMO INDICADOR DE CORRELACIÓN.....	122
7.1.1 Coeficiente de correlación de Pearson.....	124
7.2 RESULTADOS OBTENIDOS Y SU INTERPRETACIÓN.....	125
7.2.1 Resultados para CHIVOR.....	126

7.2.2 Resultados para ALBAN.....	136
7.2.3 Resultados para BETANIA.....	144
7.2.4 Resultados para PORCE II.....	153
7.2.5 Resultados para GUAVIO.....	160
7.2.6 Resultados para SANCARLOS.....	167
7.2.7 Resultados para TERMOCENTRO I.....	173
7.2.8 Resultados para TERMOPAIPA4.....	181
7.2.9 Resultados para TERMOFLORES3.....	189
7.2.10 Resultados para TERMOTASAJERO I.....	196
7.2.11 Resultados para TERMOSIERRA.....	199
7.2.12 Resultados para TEBSA.....	207
7.3 ANALISIS DE LA SENSIBILIDAD DEL PRECIO DE OFERTA FRENTE A LAS VARIABLES SELECCIONADAS.....	216
7.3.1 Información mutua.....	216
8 OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES.....	227
9 CONCLUSIONES.....	229
BIBLIOGRAFÍA.....	230

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Formación del precio de bolsa en el mercado de energía eléctrica.....	32
Figura 2. Variación del precio de bolsa durante el día .....	32
Figura 3. Método para el cálculo del precio de reconciliación para reconciliaciones positivas de plantas hidráulicas .....	36
Figura 4. Curva de oferta .....	40
Figura 5. Curva de oferta agregada .....	41
Figura 6. Curva de demanda residual.....	41
Figura 7. Características de la curva de demanda residual.....	43
Figura 8. Curva de demanda .....	44
Figura 9. Curvas de demanda.....	47
Figura 10. Distribuciones para diferentes tipos de volatilidad .....	56
Figura 11. Comparación entre una distribución normal y una lognormal.....	57
Figura 12. Oportunidad de fijar el precio de bolsa durante las diferentes demandas analizadas de algunas unidades generadoras colombianas.....	65
Figura 13. Modelo de neurona artificial.....	70
Figura 14. Arquitectura de una red neuronal.....	72
Figura 15. Arquitectura de los mapas auto-organizativos de Kohonen .....	75
Figura 16. Comparación de la distribución de los datos luego de normalizados .....	78
Figura 17. Ilustración del proceso de aprendizaje secuencial .....	79
Figura 18. Actualización de la BMU .....	81
Figura 19. Ilustración del proceso de aprendizaje grupal.....	83

Figura 20. Comparación de mapas entrenados con el algoritmo de aprendizaje grupal y el secuencial .....	84
Figura 21. Tipos de topología.....	85
Figura 22. Variación del radio de vecindad dependiendo del tipo de topología .....	86
Figura 23. Funciones de vecindad .....	87
Figura 24. Forma de la variación de los pesos sinápticos cuando se usa una función de vecindad tipo campana de Gauss .....	88
Figura 25. Patrón de colores que acompaña a las componentes planas y a la U-matriz.....	93
Figura 26. Ejemplo de visualización de los SOM.....	94
Figura 27. Histograma de igual anchura .....	98
Figura 28. Histograma de igual frecuencia .....	98
Figura 29. Representación geométrica de la distancia euclidiana.....	101
Figura 30. Grafico del silhouette .....	108
Figura 31. Precios de oferta y silhouette de los generadores hidráulicos.....	109
Figura 32. Variación de la media de los valores del silhouette.....	110
Figura 33. Histograma de igual anchura .....	111
Figura 34. Comparación entre el análisis cluster 'forzado' y el natural, para los precios de oferta de los generadores térmicos.....	113
Figura 35. Relación entre la distribución de los mapas de Kohonen y el coeficiente de correlación de Pearson .....	118
Figura 36. Resultados generales para CHIVOR.....	122
Figura 37. Resultados para CHIVOR (PIDn, P2Dd, Inflexibilidades, Embalse agregado, P2Dn, Disponibilidad flexible, PIDd, Embalse Esmeralda, Contratos, P2Dx) .....	123
Figura 38. Resultados generales para ALBAN.....	131
Figura 39. Resultados para ALBAN (PIDn, P2Dd, Inflexibilidades, Embalse agregado, P2Dn, Disponibilidad flexible, PIDd, Embalse Anchicayá, Contratos).....	132

Figura 40. Resultados generales para BETANIA .....	139
Figura 41. Resultados para BETANIA (P2Dd, PIDd, PIDn, P2Dn, Embalse agregado, Inflexibilidades, Contratos, Disponibilidad flexible, Embalse Betania, Reconciliaciones Negativas). .....	140
Figura 42. Resultados generales para PORCE II.....	148
Figura 43. Resultados para PORCE2 (PIDn, P2Dd, P2Dn, PIDd, Inflexibilidades, Contratos, Embalse Agregado, Embalse Porce II). .....	149
Figura 44. Resultados generales para GUAVIO .....	155
Figura 45. Resultados para GUAVIO (PIDn, P2Dd, P2Dn, Embalse Agregado, PIDd, Embalse Guavio, Contratos, Inflexibilidades).....	156
Figura 46. Resultados generales para SANCARLOS .....	162
Figura 47. Resultados para SANCARLOS (PIDn, P2Dd, P2Dn, PIDd, Embalse Agregado, Embalse Punchina). .....	163
Figura 48. Resultados generales para TERMOCENTRO I .....	168
Figura 49. Resultados para Termocentro (Contratos, Embalse Agregado, P2Dn, PIDn, P2Dd, P2Dx, PIDd, Disponibilidad flexible). .....	169
Figura 50. Resultados generales para TERMOPAIPA4.....	176
Figura 51. Resultados para Termopaipa4 (Contratos, P2Dn, PIDn, P2Dd, PIDd, Embalse Agregado, Disponibilidad flexible). .....	177
Figura 52. Resultados generales para TERMOFLORES3 .....	184
Figura 53. Resultados para Termoflores3 (Reconciliaciones Positivas, Embalse Agregado, Disponibilidad flexible, P2Dn, PIDn, PIDd, P2Dd). .....	185
Figura 54. Resultados generales para TERMOTASAJERO I .....	191
Figura 55. Resultados para Termotasajero (Contratos, Embalse Agregado).....	191
Figura 56. Resultados generales para TERMOSIERRA.....	194
Figura 57. Resultados para Termosierra (Contratos, Embalse Agregado, Disponibilidad flexible, P2Dd, PIDn, PIDd, P2Dn). .....	195
Figura 58. Resultados generales para TEBSA.....	202

Figura 59. Resultados para Tebsa (Contratos, Embalse Agregado, Reconciliaciones Positivas, P1Dn, P2Dd, P1Dd, P2Dn, Disponibilidad flexible). ..... 203

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Calculo de reconciliaciones para un conjunto de generadores, .....	33
Tabla 2. Despacho cuando se tienen unidades inflexibles, .....	37
Tabla 3. Parámetros de disponibilidad y precio de los generadores del ejemplo, .....	39
Tabla 4. Parámetros de disponibilidad y precio de los generadores del ejemplo ordenados en función del precio, .....	40
Tabla 5. Embalses artificiales más grandes en Colombia, .....	50
Tabla 6. CEE en el periodo comprendido entre enero de 2003 y diciembre de 2005 en MWh., ...	59
Tabla 7. Valor del IPP en el periodo comprendido entre enero de 2003 y diciembre de 2005., .....	61
Tabla 8. Factor Inflacionario., .....	61
Tabla 9. Precios de oferta de los generadores térmicos más costosos entre enero de 2003 y diciembre de 2005., .....	62
Tabla 10. Oportunidad de fijar el precio de bolsa de algunas unidades generadoras colombianas en las distintas demandas analizadas., .....	64
Tabla 11. Calculo de la volatilidad en el precio de oferta., .....	66
Tabla 12. Generadores seleccionados para el estudio., .....	68
Tabla 13. Comparación de las diferentes técnica de normalización., .....	77
Tabla 14. Comparación de las características de los algoritmos de aprendizaje., .....	84
Tabla 15. Comparación de características de las diferentes herramientas software., .....	89
Tabla 16. Errores de mapeo de los mapas formados para los distintos generadores., .....	96
Tabla 17. Comparación de los métodos de discretización., .....	100
Tabla 18. Comparación de los métodos de encadenamiento., .....	106
Tabla 19. Medias de los valores del silhouette de cada central hidráulica., .....	111

Tabla 20. Etiquetas asociados a los precios de oferta de los generadores hidráulicos., .....	112
Tabla 21. Medias de los valores del silhouette de cada central térmica., .....	114
Tabla 22. Etiquetas asociadas a los precios de oferta de los generadores térmicos., .....	115
Tabla 23. Coeficientes de correlación para las centrales hidráulicas, .....	119
Tabla 24. Coeficientes de correlación para las centrales térmicas., .....	120
Tabla 25. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador CHIVOR, .....	128
Tabla 26. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador ALBAN, .....	136
Tabla 27. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador BETANIA, .....	145
Tabla 28. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador PORCE II, .....	153
Tabla 29. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador GUAVIO, .....	160
Tabla 30. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador SANCARLOS, .....	166
Tabla 31. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador TERMOCENTRO I, .....	173
Tabla 32. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador TERMOPAIPA4, .....	180
Tabla 33. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador TERMOFLORES3, .....	188
Tabla 34. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador TERMOTASAJERO I, .....	192
Tabla 35. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador TERMOSIERRA, .....	201
Tabla 36. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador TEBSA, .....	207

Tabla 37. Información mutua para Chivor, .....	213
Tabla 38. Información mutua para Alban, .....	213
Tabla 39. Información mutua para Betania, .....	214
Tabla 40. Información mutua para Porce 2, .....	215
Tabla 41. Información mutua para Guavio, .....	215
Tabla 42. Información mutua para Sancarlos, .....	216
Tabla 43. Información mutua para Termocentrol, .....	217
Tabla 44. Información mutua para Termopaipa4, .....	218
Tabla 45. Información mutua para Termoflores3, .....	218
Tabla 46. Información mutua para Termotasajero I, .....	219
Tabla 47. Información mutua para Termosierra, .....	220
Tabla 48. Información mutua para Tebsa, .....	220

## **LISTA DE ANEXOS**

ANEXO A. VALORES ATÍPICOS HALLADOS CON LOS CRITERIOS ESTABLECIDOS., .....	227
ANEXO B. BASE DE DATOS., .....	243
ANEXO C. FUNCIONES BÁSICAS PARA EL MANEJO DEL SOMPACK., .....	255

## INTRODUCCIÓN

La reforma del mercado eléctrico Colombiano tiene como marco legal las leyes 142 y 143 de 1994, en las cuales con el fin de fomentar una mayor eficiencia en la prestación del servicio de electricidad, se creó un mercado mayorista competitivo. Este mercado se denomina Mercado de Energía Mayorista y en él participan los agentes que desarrollan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los grandes consumidores de electricidad.

Con la vinculación del capital privado al sector mediante la venta de plantas de generación, dentro del proceso de privatización de activos del estado, se ha buscado conformar un mercado más competitivo. Sin embargo, como lo revela el informe “Análisis del Mercado de Energía en Colombia” [28] son seis empresas las que presentan la mayor frecuencia de colocación del precio de bolsa en toda la historia del mercado, lo que puede desembocar en posibles abusos de poder de mercado si las entidades de vigilancia no ejercen su papel de forma proactiva.

La entidad reguladora del mercado, debe estar atenta de cualquier situación anómala, o nociva que se pueda presentar en el mercado anticipándose de alguna forma al comportamiento del mismo, para tomar las medidas respectivas y siempre ir en busca de llevar el mercado por medio de la regulación, lo más cerca posible a un mercado de competencia perfecta.

El presente proyecto busca analizar las características del precio de oferta de un conjunto de generadores colombianos, para determinar si su comportamiento puede estar marcado por el cambio de algunas variables del mercado.

En el capítulo primero, se podrá encontrar tanto el objetivo general como los objetivos específicos del proyecto, los cuales marcan la dirección a seguir en el desarrollo de este. Junto a los objetivos específicos se encontrará una breve descripción del resultado obtenido en cumplimiento de cada uno de ellos, así como la ubicación dentro del documento del mencionado resultado.

En el segundo capítulo se dará una introducción al mercado de energía en Colombia, su historia, su estructura, los agentes que lo conforman, algunas de las reglas que lo rigen y la descripción de los organismos que se encargan de regularlo y administrarlo.

En el tercer capítulo se describirán las distintas variables estratégicas asociadas al estudio. Entre las más importantes se cuentan, la demanda residual el precio por MWh comprometido en contratos, el embalse agregado (sumatoria de los embalses del sistema) y los embalses propios de cada una de las centrales hidráulicas, entre otras.

El cuarto capítulo de esta tesis, presenta de forma detallada los criterios de selección de los generadores que harán parte del estudio.

En el quinto capítulo se entra en materia en lo que a los mapas auto-organizativos de Kohonen se refiere. Allí se pueden encontrar los conceptos básicos asociados a esta red neuronal, los elementos que la conforman, las opciones de procesamiento que se tienen, el software utilizado y las formas de visualización del mapa que este ofrece.

En el sexto capítulo se revisarán algunos conceptos de pre-procesamiento de datos y la forma de aplicación de los mismos. Discretización, encadenamiento, medidas de distancia, detección de atípicos y herramientas de ranking entre otros.

En el séptimo capítulo se presentan los mapas obtenidos con los datos del mercado eléctrico mayorista. Dentro del capítulo también se presenta la interpretación de los mapas con el uso de las pautas dadas en el capítulo cuatro para ello, y seguidamente se muestra el análisis de la sensibilidad del precio de oferta ante las diferentes variables estudiadas.

En los capítulos octavo y noveno se presentan las recomendaciones, observaciones y conclusiones producto del desarrollo del proyecto, y las que hacen parte de los resultados del mismo.

Por ultimo en el anexo A se tiene un reporte de los valores que se encontraron como atípicos de acuerdo a los criterios establecidos, el anexo B muestra los elementos que conforman una base de datos y su fundamentación teórica, y en el anexo C se encontrará un manual muy sencillo del manejo de algunas de las funciones del SOM\_PACK que es el software utilizado para el desarrollo de los mapas de Kohonen en esta tesis (de acuerdo al estudio realizado en el capítulo 5).

## I. OBJETIVOS

### I.1 OBJETIVO GENERAL

Identificar patrones en los precios de oferta de un conjunto de generadores colombianos con el uso de redes neuronales no supervisadas de Kohonen, obteniendo diversos agrupamientos que reflejen de forma múltiple e individual, los factores que afectan la conformación de estos precios.

### I.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Objetivo Específico	Resultado Obtenido
Seleccionar los generadores a estudiar, utilizando como criterio de selección los generadores que mayor variación o volatilidad presente en sus precios de oferta.	Los generadores seleccionados de acuerdo a los criterios mencionados son: <b>Hidráulicos:</b> Chivor, Alban, Betania, Porce 2, Guavio, SanCarlos. <b>Térmicos:</b> Termo Centro, Termo Tasajero, Termo Paipa, Termo Flores, Termo Sierra y Tebsa. El detalle de estos resultados, se pueden encontrar en la sección 4.3.
Crear una base de datos que contenga la información del comportamiento de las variables seleccionadas (precio de contratos, reconciliaciones, inflexibilidades y nivel de los embalses) y de la curva de demanda residual correspondiente a los años 2003, 2004 y 2005.	Se creó la base de datos con la información en mención utilizando la herramienta Microsoft Access 2003. En el anexo B se puede encontrar alguna fundamentación teórica acerca de la herramienta y una pequeña guía de funcionamiento.
Determinar los patrones de comportamiento de las variables seleccionadas por medio de la red de Kohonen.	En la sección 7.2 se presentan los mapas obtenidos para cada una de las variables analizadas, y se confrontan con el mapa obtenido para el precio de oferta, con el fin de facilitar su posterior interpretación.

<p>Describir las características del agrupamiento obtenido y realizar la interpretación de las mismas.</p>	<p>En la sección 7.2 se presenta la interpretación de los distintos mapas obtenidos. Esta interpretación se divide en dos fases, una primera fase donde se presenta una interpretación de los resultados de forma general, y una segunda fase donde se revisan los mapas de las variables consideradas más relevantes conforme a un criterio determinado.</p>
<p>Analizar cuan sensible es el precio de oferta de los generadores Colombianos frente a las variables seleccionadas, y ante cual de ellas se tiene la mayor sensibilidad.</p>	<p>El análisis de la sensibilidad del precio de oferta se lleva acabo en la sección 7.3 por medio del método de la información mutua.</p> <p>Se observó que el precio de oferta en el caso de los generadores hidráulicos, dependía principalmente de los descriptores de la demanda residual asociados a las demandas mínima y mediana. Y en el caso del precio de oferta de los generadores térmicos en general se observó una sensibilidad ante variables como el embalse agregado y el precio promedio del MWh involucrado en contratos</p>

## 2 EL MERCADO ELÉCTRICO EN COLOMBIA

En el mercado eléctrico colombiano conforme se van detectando falencias en algunos aspectos tanto operativos como estructurales, se han ido realizando las modificaciones en el marco regulatorio que permiten subsanar estas falencias.

En este capítulo se revisa como se realizó este proceso de mejoramiento, que implicaciones han tenido las reformas mencionadas, como a quedado configurado el mercado eléctrico y algunas de las reglas más importantes que lo rigen.

### 2.1 HISTORIA DEL MERCADO ELÉCTRICO EN COLOMBIA [6]

Desde principios del siglo veinte y durante su primera mitad, se desarrollaron las primeras empresas dedicadas a la prestación del servicio de energía eléctrica. En este período el sector se caracterizaba especialmente por estar conformado por empresas de carácter puramente privado las cuales estaban verticalmente integradas (realizaban actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización debido a que no existía el SIN (sistema de interconexión nacional).

A mediados del siglo, conforme la demanda se incrementaba y en vista de la imposibilidad de los miembros del sector para extender el servicio a la sociedad menos favorecida, y ampliar la cobertura dada la falta de voluntad del sector financiero y los hechos que envolvían la economía mundial, el estado nacionalizó las empresas del sector eléctrico.

Este hecho favoreció el desarrollo del sector, pero dado el impacto social que podían tener las tarifas de energía eléctrica, estas fueron usadas en la búsqueda de favores políticos. Por tanto en muchas ocasiones las tarifas de la electricidad eran fijadas por debajo de los costos marginales de las compañías que prestaban el servicio, todo esto simplemente para obtener el apoyo de alguna comunidad. Sumado a lo anterior, se tenía que las compañías debían subsidiar en algún porcentaje a los usuarios de todos los estratos, lo que generaba una obligación presupuestal muy alta al estado que era el encargado del sector.

Con la reforma hecha a la constitución en 1991 el estado fue construyendo una vía para el regreso de la inversión privada en el sector eléctrico con el fin de reducir los costos en los que pudiera incurrir producto de las pérdidas que el sector pudiera tener. Esto se consolidó con las leyes 142 y 143 de 1994.

Estas leyes fueron impulsadas por las condiciones de racionamiento de electricidad que sufrió el país en 1991 y 1992, a causa del fenómeno del niño que se presentó en ese entonces. Debido al

intenso verano que se suscitó por efecto del fenómeno climático los embalses prácticamente se secaron lo cual era una situación bastante grave para un país cuya generación era eminentemente hidráulica.

Con la participación de la empresa privada en el sector, teóricamente se eliminaron los fines políticos asociados a las empresas de energía eléctrica, y el sector se volvió mucho más eficiente [6].

Adicionalmente en las leyes 142 y 143 de 1994, se introduce la competencia en las actividades de generación y comercialización, y se declaran la transmisión y la distribución como un monopolio regulado. Con esto se iba configurando la necesidad de la desverticalización de todas las empresas del sector.

Entra en funcionamiento la comisión de regulación de energía y gas (CREG) como tal y la superintendencia de servicios públicos domiciliarios (SSPD), se crea la unidad de planeación minero energética (UPME), la unidad de información minero energética (UIME), el consejo nacional de operación (CNO) y el comité de aspectos comerciales (CAC).

El 20 de julio de 1995 entra en funcionamiento el mercado eléctrico mayorista (MEM) y la bolsa de energía donde los diferentes agentes pueden realizar sus transacciones.

Con el mercado eléctrico mayorista funcionando, la CREG entonces establece las condiciones para la contratación de energía de largo plazo y los principios de la oferta de precio y declaración de disponibilidad de los generadores para el despacho diario, la oferta horaria se pasa a una oferta plana para todas las horas del día, debido a que la primera de estas se prestaba para que los agentes tuvieran cierto control sobre el precio de bolsa en las horas de mayor consumo, pudiendo perjudicar a los usuarios finales.

En 1997 se presenta nuevamente el fenómeno del niño poniendo a prueba las medidas que se habían tomado con respecto a las fuentes de generación, y como resultado de estas no se presentó racionamiento.

## 2.2 ORGANISMOS QUE REGULAN Y ADMINISTRAN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Las entidades que se encargan del control, la regulación, la administración y la operación del mercado eléctrico mayorista son las siguientes [28]:

- Ministerio de minas y energía. Es la máxima autoridad del sector y es quien define los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía.
- Comisión de regulación de energía y gas (CREG). Es la autoridad regulatoria del sector energético (electricidad y gas), cuyo objetivo básico es asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento de los diferentes recursos energéticos. Tiene la facultad de expedir reglas orientadas a promover, crear y preservar la competencia en la generación, regular el uso de las redes de transporte garantizando el libre acceso de los agentes, la operación del sistema interconectado nacional y el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. Establece la regulación tarifaria para usuarios regulados y para las actividades que son monopolio natural.
- Superintendencia de servicios públicos domiciliarios (SSPD). Desempeña funciones de control y vigilancia, tiene entre sus funciones hacer que se cumplan las regulaciones establecidas, proteger el consumidor final y evitar los abusos de las empresas en las tarifas.
- Unidad de planeación minero energética (UPME). Está organizada como una unidad administrativa especial adscrita al ministerio de minas y energía, tiene entre otras funciones la de elaborar y actualizar el plan energético nacional y el plan de expansión del sector eléctrico en concordancia con el plan nacional de desarrollo.
- Centro nacional de despacho (CND). Es una dependencia de la empresa Expertos en Mercados (XM filial de Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-), encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del sistema interconectado nacional (SIN). Está igualmente encargada de preparar el despacho de generación y dar las instrucciones de coordinación a los distintos agentes que participan en la operación del SIN, con el fin de tener una operación económica, segura y confiable.
- Administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC). Es una dependencia de XM, encargada del registro de fronteras comerciales y de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los contratos de energía transados en la Bolsa por generadores y comercializadores; de la gestión de cartera y del manejo de garantías.
- Liquidador y administrador de cuentas del sistema de transmisión nacional (LAC). Dependencia de XM, que participa en la administración del MEM, encargada de liquidar y facturar los cargos por uso de las redes del sistema interconectado nacional que le sean asignadas, de determinar el ingreso regulado a los transportadores y de administrar las cuentas que por concepto del uso de las redes se causen a los agentes del mercado mayorista.
- Consejo nacional de operación (CNO). Tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.
- Comité asesor de planeamiento de la transmisión (CAPT). Creado con el fin de asesorar a la UPME en la unificación de criterios, estrategias y metodologías para la expansión del STN.

## 2.3 AGENTES DEL MEM

En el mercado de energía mayorista (MEM) se llevan a cabo las transacciones de energía eléctrica entre los agentes que desarrollan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización así como los usuarios no regulados. Esta energía puede ser transada mediante contratos de largo plazo o directamente en el mercado *spot*, que para el caso colombiano es la bolsa de energía, en donde los precios están definidos por la oferta y la demanda.

Los agentes del mercado, quienes deben constituirse como empresas prestadoras de servicios públicos según lo dicta la regulación se definen en las secciones siguientes.

### 2.3.1 Generadores.

Son personas naturales o jurídicas registradas ante el ASIC cuya actividad es la producción de energía eléctrica y que para ser considerados en la bolsa de energía deben tener al menos una unidad generadora conectada al SIN con una capacidad efectiva total superior a los 20 MW, o previa solicitud si la capacidad efectiva total es menor o igual a 20 MW.

En el mercado de energía mayorista se pueden identificar los siguientes tipos de generadores de acuerdo a lo establecido por el ente regulador:

- Los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al SIN, con capacidad mayor o igual a 20 MW están obligados a ofertar en bolsa. Esto es, todos los días deben presentar sus ofertas de precio y declarar la disponibilidad para cada uno de sus recursos de generación, con los cuales el CND elabora el despacho económico para las 24 horas del día siguiente.
- Los generadores que posean plantas menores o unidades de generación conectadas al SIN, con capacidad mayor o igual a 10 MW y menor a 20 MW, pueden optar por participar en bolsa.
- Los autogeneradores son aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Ellos solo usan la energía del SIN como respaldo.
- Los cogeneradores son aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía utilizando un proceso combinado de energía eléctrica y térmica, la cual es destinada al consumo propio o de terceros. Ellos pueden vender sus excedentes y atender sus necesidades en el MEM, previo cumplimiento de los requisitos exigidos por la CREG, además no son obligados a transar en bolsa y por tanto pueden comercializar su energía generada directamente con los agentes comercializadores.

### 2.3.2 Transmisores.

Son personas naturales o jurídicas que se encargan de transportar energía eléctrica por líneas de transmisión y subestaciones, con sus equipos asociados. La transmisión esta asociada a operaciones con tensiones iguales o superiores a 220 kV.

En Colombia la transmisión se estableció como un monopolio regulado el cual esta obligado a facilitar el acceso a las redes del SIN a los diferentes agentes generadores y otros usuarios que así lo soliciten.

### 2.3.3 Distribuidores.

Es la persona natural o jurídica cuya actividad principal es el transporte de energía a través de una red de distribución cuyo nivel de tensión es menor o igual a 115 kV.

En Colombia la distribución esta establecida como un servicio regulado en el cual participan agentes del sector privado y estatal.

### 2.3.4 Comercializadores.

Los comercializadores son aquellos agentes que básicamente prestan un servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad.

El agente comercializador es una persona natural o jurídica, registrada ante el ASIC, cuya actividad principal es la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a los usuarios regulados, no regulados y a otros agentes del mismo sector.

### 2.3.5 Usuarios regulados y no regulados.

Podrían ser definidos como los usuarios finales de la energía generada, los cuales dependiendo de sus niveles de consumo previa solicitud del usuario pueden ser catalogados como usuarios regulados y no regulados.

#### 2.3.5.1 Usuarios no regulados.

Son aquellos cuya demanda de potencia es superior a los 100 kW o su equivalente en consumo de energía de 55MWh/mes. La ventaja de los usuarios no regulados sobre los regulados radica en que los primeros pueden firmar con el comercializador de energía un contrato bilateral, fijando así los precios de venta y la cantidad de energía transada, teniendo la posibilidad de esta forma de reducir sus costos, en vista del gran volumen de energía consumida.

#### 2.3.5.2 Usuarios regulados.

Son aquellos usuarios que no cumplen las condiciones de consumo para ser catalogados como usuarios no regulados, y por tanto deben pagar al comercializador la energía a los precios fijados por este y permitidos por la regulación. Dentro de este grupo se encuentran los usuarios residenciales cuyo consumo individual es muy inferior al establecido en los límites para los usuarios no regulados.

## 2.4 REGLAS DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

En las siguientes secciones se abordaran algunas de las reglamentaciones más importantes establecidas en el mercado colombiano las cuales tienen una incidencia directa en la estrategia de los agentes y en la operación de los mismos.

### 2.4.1 Separación de actividades.

Con la expedición de la ley 142 y 143 de 1994 se obligo a las empresas del sector que se formaran a partir de este año, a una separación de sus actividades con el fin de buscar una mayor transparencia en la operación del sistema y un mercado más eficiente.

Según la ley se establece en términos de integración vertical que las actividades de generación – distribución, generación – transmisión y transmisión – distribución son excluyentes, es decir, no se pueden ejecutar las dos actividades al tiempo. Y que las actividades de generación – comercialización y distribución – comercialización son complementarias, es decir, podrán ejecutarse siempre y cuando se lleven contabilidades diferentes.

De lo anterior se puede concluir que el agente dedicado a la transmisión de energía eléctrica debe desarrollar únicamente esta actividad, por la posición estratégica que tiene este sector en particular dentro del mercado.

De forma adicional la CREG estableció algunos límites para la participación de las empresas formadas antes de la promulgación de la ley 143, en las diferentes actividades, siempre y cuando se tenga separación contable entre estas (resolución 128 de 1996 y 004 de 1999). Estos límites son los siguientes:

- En cuanto a los agentes generadores, ninguno de ellos podrá tener más del 25% de la capacidad instalada efectiva de generación de electricidad en el SIN, esto con el fin de evitar que alguno de ellos tenga un alto poder de mercado. Además no podrán tener una participación por encima del 25% de la actividad de distribución total o por encima del 15% de la actividad de transmisión.
- En cuanto a los agentes comercializadores, ninguno de ellos podrá tener más del 25% de la actividad de comercialización. Este límite se calcula como el cociente entre las ventas de electricidad de una empresa a usuarios finales en el SIN y las ventas totales de energía a usuarios finales en el SIN, medidas en KWh. Además no podrán tener una participación por encima del 15% de la actividad de transmisión.
- En cuanto a los agentes distribuidores, ninguno de ellos podrá tener más del 25% de la actividad de distribución. Este límite se calcula como el cociente entre las ventas de electricidad que se realicen en el SIN por las empresas que tengan usuarios finales conectados a la misma red, y las ventas totales de energía a usuarios finales en el SIN, medidas en KWh. Además no podrán tener una participación por encima del 15% de la actividad de transmisión o del 25% de la actividad de generación.

#### 2.4.2 Reglamentaciones asociadas al precio de oferta en bolsa.

El precio de oferta en bolsa, de los generadores, debe cumplir las siguientes condiciones:

- Los generadores que participan en el MEM deben presentar ofertas de precio en la bolsa de energía, en las cuales se deben incluir los costos variables de generación en los que esperan incurrir más una componente de riesgo (Resolución CREG 055 de 1999).
- En el caso de las centrales térmicas se deben considerar dentro del precio de oferta el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento (AOM), los costos de arranque y parada y la eficiencia térmica de la planta (Resolución CREG 055 de 1994).
- En el caso de las centrales hidráulicas se debe considerar dentro del precio de oferta el valor del agua en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del SIN (Resolución CREG 055 de 1994).
- Además de las consideraciones anteriores, los generadores deben incluir para determinar su precio de oferta, el costo equivalente en energía del cargo por capacidad (CEE) y el impuesto con destino al fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas (FAZNI). En ningún caso, el precio de oferta puede ser inferior al CEE más el FAZNI, es decir, estos valores conforman el piso para el precio de oferta de los generadores (resolución CREG 116 de 1996).

#### 2.4.3 Condiciones para la presentación de la oferta en bolsa.

Existen algunas condiciones asociadas al momento de presentación de la oferta de los distintos generadores, esto con el fin de que el operador cuente con el tiempo suficiente para realizar la selección de las unidades idóneas para cubrir la demanda esperada.

Dado que los generadores no cumplan con los plazos estipulados por el ente encargado, este se vera en la obligación de tomar medidas al respecto, las cuales pueden no reflejar la necesidad estratégica del generador.

Las condiciones mencionadas son las siguientes:

- Con el fin de realizar el despacho de energía, las empresas generadoras deben informar diariamente al CND antes de las ocho de la mañana, una única oferta de precio para las veinticuatro horas (expresada en valores enteros de \$/MWh) por cada recurso de generación, y deben presentar la declaración de disponibilidad correspondiente a la mejor estimación de la disponibilidad esperada (expresada en valores enteros en MW) a nivel horario, para cada unidad generadora. Cuando un generador incumpla con lo establecido anteriormente, el CND asumirá como precio de oferta, el menor precio ofertado para cada una de las plantas y unidades según el caso.
- Si a la hora establecida como limite para la presentación de las ofertas el CND no las ha recibido o si la información recibida por este es incompleta o inconsistente, asumirá las

ofertas que se presentaron para cada unidad y planta de generación, el día anterior, o la última oferta válida. De igual forma se hace con las declaraciones horarias de disponibilidad.

- El CND y el ASIC una vez hallan recibido la información aplicarán la confidencialidad para el manejo de las ofertas suministradas y la declaración de disponibilidad. Sin embargo, esta información se pondrá a disposición del público a más tardar a las 9:00 horas del día de despacho.
- Para las plantas hidráulicas cuando el nivel de un embalse se encuentra por debajo del mínimo operativo superior (MOS), la oferta se interviene y se cambia (la intervención de la oferta se trata más a fondo en la...sección 3.6...). Esta intervención permite asegurar un nivel de reservas que respalde el cubrimiento de la demanda con adecuada confiabilidad, aún en condiciones extremas de bajos caudales.
- Algunas centrales hidráulicas por ser consideradas como cadenas hidráulicas, hacen ofertas de precio en forma integral por cadena. Esto aplica para centrales como Paraíso y Guaca (Pagua), alto y bajo Anchicayá (Alban), entre otras.

#### 2.4.4 Despacho y redespacho.

El despacho está conformado por la cantidad de energía que cada una de las plantas hidráulicas y térmicas debe generar en cada hora. El programa para las 24 horas del día es elaborado por el CND con las ofertas que le fueron enviadas. Una vez definido se les envía a los agentes generadores antes de las 14:45 horas para su aplicación al día siguiente.

Durante el día es probable que se presenten eventos en el sistema que obligan a modificar el programa inicial, esta modificación se denomina redespacho.

Como causas de redespacho se pueden mencionar: la salida de unidades, el aumento de disponibilidad de generación por entrada de unidades en mantenimiento, los cambios de los límites de transferencias ocasionados por modificaciones en la configuración de la red, las variaciones mayores de 20 MW en la demanda y el aumento o disminución de aportes a las centrales filo de agua, el aumento en la disponibilidad declarada por un agente generador por solicitud del CND, cuando este incremento se requiera para aumentar la seguridad en la operación del SIN.

El agente generador debe solicitar hora y media antes de iniciar la vigencia de una determinada modificación el redespacho.

#### 2.4.5 Balance de las transacciones en bolsa.

Para realizar este balance se procede en la siguiente forma: para los generadores se realiza la sumatoria de las generaciones horarias de cada uno de sus recursos, información que se obtiene del despacho ideal (programa de generación que resulta de despachar los recursos más económicos para cubrir la demanda real sin considerar las restricciones del sistema), y para los

comercializadores se establece la demanda que corresponde a los registros en sus fronteras comerciales, asignándole las pérdidas del STN en proporción a la demanda.

Una vez obtenidos los reportes anteriores, se asignan los contratos que cada uno de los agentes tiene para cada hora. Como resultado de este proceso se obtiene el siguiente balance:

- Los generadores tienen entonces como producción propia, la suma de las generaciones de sus recursos obtenidos del despacho ideal, y como venta, los contratos que han sido asignados a ellos. Si la diferencia entre la generación ideal y los contratos es positiva, es una venta a la bolsa que se le paga al generador al precio de bolsa de la hora correspondiente. Si por el contrario, la diferencia es negativa, es una compra que hace el generador en bolsa la cual se le cobra al precio *spot* de la hora.
- Para los agentes comercializadores se realiza un balance similar pero en este caso con las demandas y los contratos. La diferencia entre la demanda y los contratos se factura al precio de bolsa. Si es positiva, es una compra a la bolsa que se le cobra al agente y si es negativa, es una venta y como tal se le paga.

#### 2.4.6 Otras reglamentaciones.

Los agentes además de cumplir con las condiciones anteriormente mencionadas también deben:

- Cubrir los costos de funcionamiento del centro nacional de despacho (CND), de la siguiente forma: 50% por los agentes generadores en proporción a su capacidad instalada y 50% por los comercializadores en proporción a su demanda.
- Realizar la contribución para el funcionamiento de la CREG y la SSPD, la cual es aplicable a todas las entidades de servicios públicos del sector gas y energía, de acuerdo con sus ingresos operacionales.
- Los agentes generadores deben cancelar los cargos correspondientes a las transferencias ambientales: 4% de la generación de plantas térmicas y 6% para hidráulicas, los cuales se recaudan con base en sus ventas de energía.
- Los agentes comercializadores deben cancelar una contribución del 20% sobre el valor del servicio que pagan los usuarios de estratos 5 y 6 y los consumidores industriales y comerciales, para el fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos, con destino a los subsidios de los estratos 1, 2 y 3.

### **3 VARIABLES ESTRATÉGICAS DE LOS GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA**

Los generadores en el mercado eléctrico mayorista colombiano con el fin de obtener el más alto margen de utilidades pueden basar sus decisiones tanto en la disponibilidad declarada y el precio fijado como en otras opciones de negocio que se presentan dentro del mismo mercado.

Dependiendo de la opción de negocio seleccionada el generador debe tomar la decisión adecuada en lo que respecta al precio de oferta de la energía del mismo con el fin de maximizar sus utilidades.

Una muestra de lo mencionado anteriormente puede verse de la siguiente forma, si un generador va en procura de obtener la mayor cantidad de ingresos producto de una estrategia de negocio de contratos bilaterales, el precio al cual oferte la energía dicho generador estará gobernado por el valor pactado en los contratos, por el contrario si su opción de negocio es la venta de energía en bolsa, su precio de oferta estará influenciado por el precio de oferta de los generadores de la competencia.

Cada generador dependiendo de sus características técnicas utiliza como estratégicas las variables que más se adecuen a las mismas, generando así un sin número de opciones de negocio dentro del mercado de energía mayorista.

Algunas de las variables consideradas como estratégicas [28], se mencionan a continuación:

- Contratos bilaterales
- Reconciliaciones
- Demanda residual
- Inflexibilidades
- Nivel de los embalses (plantas hidráulicas) y embalse agregado

#### **3.1 CONTRATOS BILATERALES**

Los generadores de energía eléctrica pueden optar por negociar parte de su energía con los comercializadores y con otros generadores por medio de contratos bilaterales (Resolución CREG 024 de 1995), con el fin de que ambas partes puedan reducir el riesgo que produce la volatilidad del precio en el mercado *spot* (la bolsa de energía).

No existe restricción alguna en cuanto al tiempo de duración de los contratos suscritos. El ente regulador tampoco impone límites en cuanto a la capacidad que un agente ya sea generador o comercializador pueda comprometer en los contratos.

A pesar de la libertad que tienen los agentes en la celebración de los contratos de enajenación de energía, para que estos puedan liquidarse en la bolsa de energía deben ser registrados ante el ASIC cinco días antes de la fecha en la cual entra en operación comercial el contrato.

Además de cumplir con lo anterior, los contratos deben contener: la identidad de las partes contratantes; procedimientos claros para determinar hora a hora, durante la duración del contrato, las cantidades de energía a asignar bajo el contrato y el respectivo precio.

Otro requisito que deben cumplir las partes que transen por medio de contratos es informar con una anticipación mínima de siete días calendario la terminación de los mismos para que el ASIC deje de considerarlo en la comercialización en el mercado mayorista.

Los contratos suscritos en general tienen las siguientes modalidades: pague lo contratado, pague lo demandado (Resolución CREG 024 de 1995) o una combinación de estas modalidades.

- *Pague lo contratado*: En este tipo de contrato el comercializador se compromete a pagar toda la energía contratada, independientemente de que esta sea consumida o no. Si el consumo es mayor que la energía contratada, la diferencia se paga al precio de bolsa, si por el contrario el consumo es menor que la energía contratada, este excedente se le paga al comercializador al precio de Bolsa.
- *Pague lo demandado*: En este tipo de contrato el agente comprador solamente paga (al precio acordado en el contrato) la energía que consumió, siempre y cuando el monto de esta sea menor o igual al total de energía contratada. Si el consumo es superior, la diferencia se liquida al precio de Bolsa.

En general la información a la cual se tiene acceso en cuanto a los contratos firmados, es la cantidad total de energía transada diariamente en los mismos por cada agente (empresa propietaria de un conjunto de centrales) y el valor correspondiente, lo cual no es muy explicativo para cada una de las centrales.

Por tanto se hace necesario determinar cual es el valor de cada MWh en el contrato firmado por cada agente. Para tal fin se toman los ingresos que tienen por concepto de contratos los distintos agentes, y se divide entre la energía total transada en contratos, obteniendo así el precio promedio de cada MW cubierto por el contrato.

### 3.2 PRECIO DE BOLSA

El precio de bolsa puede ser visto como el precio de oferta del último generador que no posea inflexibilidades (las inflexibilidades son tratadas en detalle en la sección 3.4) requerido para atender la demanda total en el despacho ideal en una hora determinada [10].

En un mercado como el colombiano, este precio de oferta cambia hora a hora dependiendo de las unidades que se necesiten para cubrir la demanda. En Colombia la demanda es tomadora de precio.

En la figura 1 se puede apreciar el proceso de formación del precio de bolsa, tomando como ejemplo un mercado cuya demanda proyectada es de 450MWh.

Dada la variabilidad de la demanda, durante algunos periodos se hace necesario utilizar unidades generadoras que por su alto costo no son despachadas en la mayor parte del día. De lo anterior se puede deducir entonces que mientras mayor sea la cantidad de energía demandada, mayor será el precio de bolsa, debido a que se hace necesario despachar unidades más caras, las cuales pasan a ser marginales y por ende a fijar el precio de bolsa.

El efecto que tiene el aumento de la demanda en el precio de bolsa se puede apreciar en la figura 2.

El precio de bolsa puede influenciar fuertemente el precio de oferta de los distintos generadores, ya que el estar por encima de él es sinónimo de no ser despachado mientras las condiciones de operación no exijan lo contrario.

### 3.3 RECONCILIACIONES

En el mercado de energía eléctrica las reconciliaciones pueden ser definidas como la diferencia que se presenta entre la generación real (cantidad de energía realmente entregada) y la generación ideal (cantidad de energía declarada para la entrega por parte del operador del sistema, sin considerar las restricciones del sistema) de un generador.

$$REC = GREAL - GIDEAL$$

Dependiendo de si el resultado de la diferencia planteada anteriormente es positivo o negativo se dice que el generador recibe (reconciliación positiva) o paga (reconciliación negativa) reconciliación respectivamente.

Figura 1. Formación del precio de bolsa en el mercado de energía eléctrica<sup>1</sup>

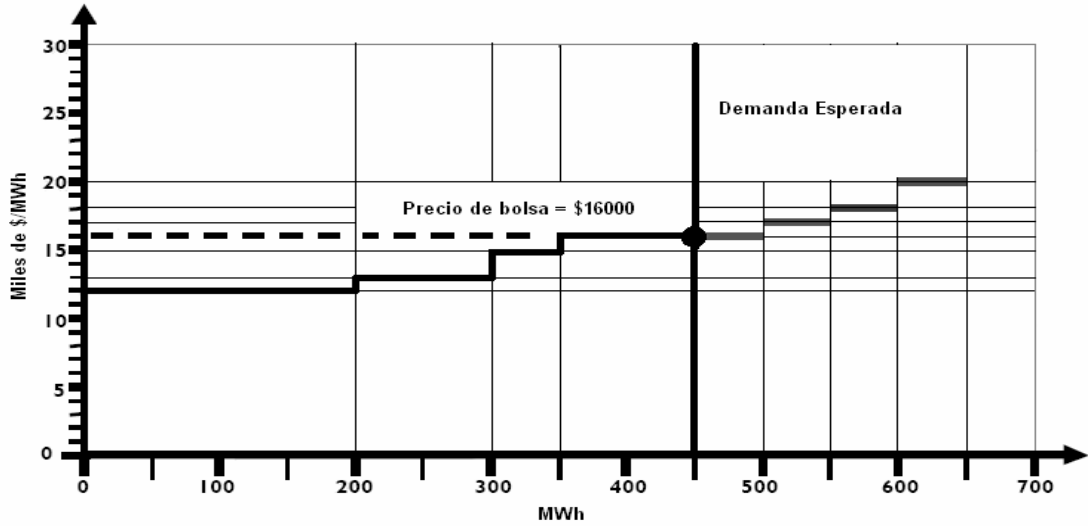
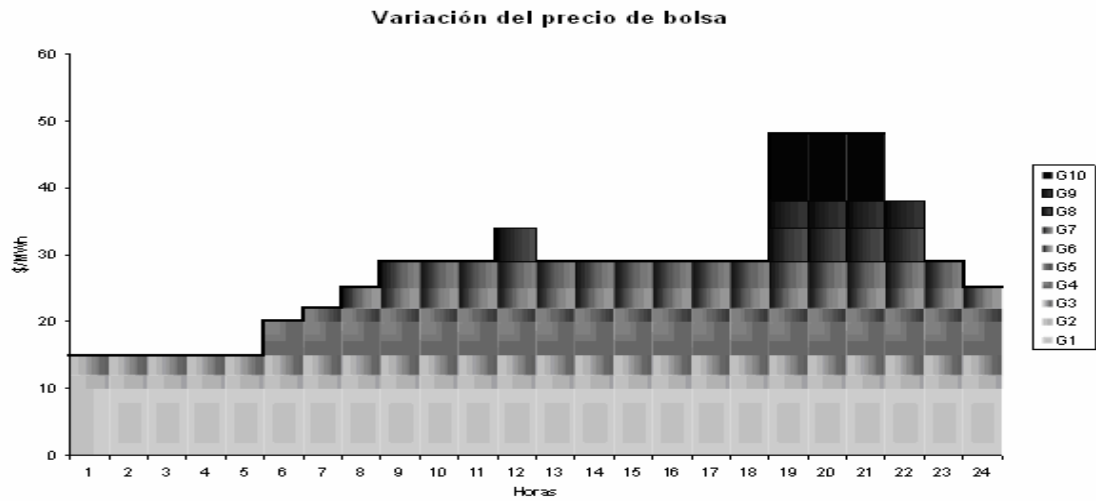


Figura 2. Variación del precio de bolsa durante el día



En la tabla I se tiene un ejemplo numérico del cálculo de las reconciliaciones para un conjunto de generadores el cual permite hacer más claro el proceso que debe seguir el administrador del mercado para liquidar este ítem.

<sup>1</sup> En el mercado eléctrico considerado en el ejemplo se consideran 8 generadores con disponibilidades declaradas de 200, 100, 50, 100, 50, 50, 50, 50 MWh respectivamente.

Tabla I. Calculo de reconciliaciones para un conjunto de generadores

Generación Real (MWh)	Generación Ideal (MWh)	Reconciliación (MWh)
400	329	71
0	300	-300
200	350	-150
322	0	322
190	190	0
425	223	202
0	90	-90

Las desviaciones que se presentan entre la generación ideal y la generación real no se cobran ni se pagan al precio de bolsa, para ello se define un precio de reconciliación.

El precio de reconciliación dependiendo del tipo de reconciliación manejada y del tipo de central posee ciertas variaciones. Esto significa que un generador térmico no recibe el mismo valor por reconciliación que uno hidráulico debido a algunos costos considerados dentro del precio de reconciliación que son diferentes para cada tipo de central.

De acuerdo a lo anterior se podrían definir cuatro tipos de precio de reconciliación, pero debido a que las reconciliaciones negativas para ambos tipos de generador tienen el mismo precio de reconciliación solo se definen tres:

- Precio de reconciliación para reconciliación negativa
- Precio de reconciliación para reconciliación positiva de generadores térmicos
- Precio de reconciliación para reconciliación positiva de generadores hidráulicos.

El precio de reconciliación para reconciliaciones negativas esta dado por el promedio del precio de oferta del generador y el precio de bolsa:

$$PR = \frac{(POferta + PBolsa)}{2}$$

El precio de reconciliación para reconciliaciones positivas de plantas térmicas es el valor más bajo entre el precio de oferta y un precio de referencia dado [17]:

$$PR = \text{mín} (Poferta, Preferencia)$$

El precio de referencia se obtiene por medio de:

$$\text{Preferencia} = CSC + CTC + COM + OCV + \frac{CAP}{GSA}$$

Donde:

- CSC es el costo de suministro del combustible y CTC es el costo de transporte del combustible, estas variables el generador térmico las debe declarar ante el ASIC cada siete días calendario por cada una de las centrales (Resolución CREG No 38 de 2001). Si no se realiza la declaración de estas variables antes de las 9:30 horas del día en que esta deba realizarse el ASIC mantiene los últimos valores declarados por el agente y si estos no existen estos serán tomados como cero. Los valores de CSC y CTC no deben superar el límite fijado por el regulador al respecto, ya que de ser así este sería asignado a las variables en cuestión.
- COM: Son los costos de operación y mantenimiento.
- OCV: Corresponde a otros costos variables para los generadores térmicos dados por el CEE (costo equivalente en energía) + FAZNI (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas recaudado con base en la energía despachada en bolsa)+ aportes LEY 99/93 (Transferencias ambientales a los municipios correspondientes al 4% para las plantas térmicas)+ costo unitario de AGC (valor total del servicio de AGC dividido entre la suma de la generación despachada).
- COM: Costo de operación y mantenimiento
- CAP (costo de Arranque – Parada): Es el costo en dólares americanos, reconocido por cada arranque y parada de cada unidad térmica, siempre y cuando dicho arranque se realice para cubrir generación de seguridad fuera de mérito (generación requerida para garantizar condiciones técnicas del sistema la cual se encuentra por encima del precio marginal). El GSA son los MWh totales de generación de seguridad fuera de mérito durante el día, asociada al arranque mencionado, incluyendo los MWh inflexibles asociados con dicha generación de seguridad fuera de mérito durante el mismo día.

El cociente entre CAP y GSA es único para cada ciclo arranque – parada.

El precio de reconciliación para reconciliaciones positivas de plantas hidráulicas es el valor más bajo entre el precio de oferta y un precio de referencia dado (que difiere del precio de referencia para las plantas térmicas):

$$PR = \min (Poferta, Preferencia)$$

La metodología para obtener el precio de referencia en el caso de las centrales hidráulicas es la siguiente [17]:

En primer lugar se deben obtener los valores correspondientes a las siguientes variables: El nivel del embalse propio de la planta a la cual se le va a calcular el precio de reconciliación, el MOS (mínimo operativo superior), el XMOS (mínimo operativo superior incrementado en 1%), los OCV (otros costos variables) que se determinan de forma similar que para los generadores térmicos pero reemplazando el porcentaje de transferencias ambientales al 6% que es lo correspondiente a plantas hidráulicas, el PR+tmb (el precio de reconciliación positiva térmico más barato sin CAP y cambiando los OCV térmicos por los hidráulicos, el PR+tmc (el precio de reconciliación positiva térmico más costoso sin CAP y cambiando los OCV térmicos por los hidráulicos y por ultimo el costo del primer escalón de racionamiento (todos los conceptos relacionados con el embalse se discutirán en detalle en la sección 3.6).

Una vez obtenido el conjunto de valores mencionado, se procede a ubicar estos en la forma que muestra la figura 3.

De la figura 3 se puede ver como el precio de referencia es obtenido a partir de la ecuación de la recta correspondiente al tramo comprendido entre el MOS y el XMOS.

#### 3.4 INFLEXIBILIDADES

Las inflexibilidades son una variable estratégica que al estar asociada a características técnicas del generador, queda muy ligada al principio de la buena fe de los agentes, y por tanto debe estar altamente controlada por medio de la regulación.

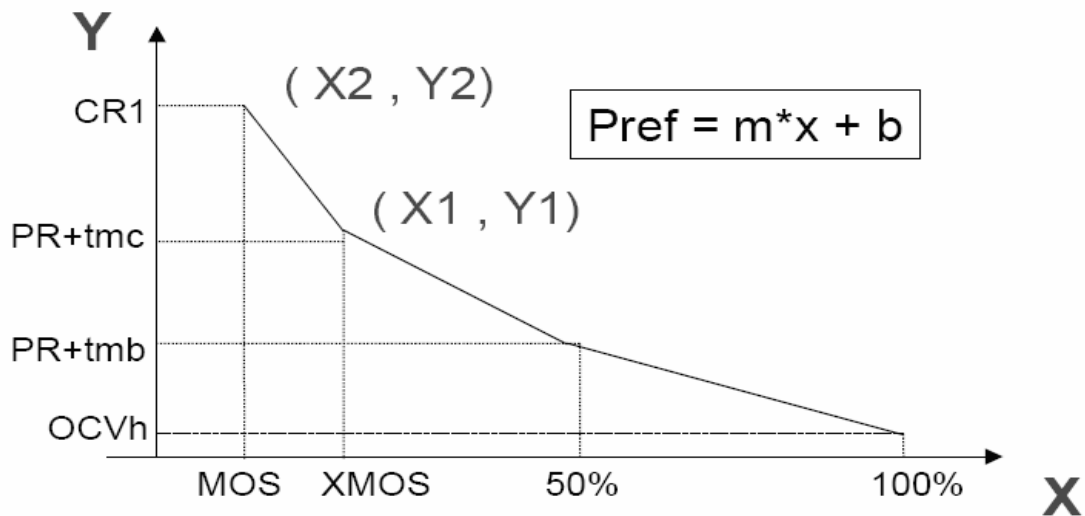
Se puede decir que una unidad es inflexible cuando por sus características técnicas, su generación programada para la hora presenta limitantes que originan cambios en el programa de generación desplazando generación más barata, es decir, cuando una planta debe generar a pesar de haber otras de menor precio de oferta para el despacho.

Una unidad también es inflexible cuando por cualquier condición después del cierre del período de ofertas y antes del período definido para reporte de información al redespacho, el generador informa que por sus características técnicas la unidad es inflexible [3]. Las inflexibilidades están contempladas en las resoluciones 034-2001, 062-2000 y 112-1998 de la CREG.

Con el fin de declarar las inflexibilidades, el agente propietario de la planta debe informar sobre los parámetros técnicos de la misma, con esta información se procede a determinar la inflexibilidad por medio de un calculo que se realiza en el despacho programado.

Cualquier modificación que se haga a las características técnicas mencionadas, deberá ser informada al CNO (Consejo Nacional de Operación) con el fin de que este organismo la estudie y la apruebe, garantizando así que las inflexibilidades se deben a cambios físicos reales en la planta y no a la búsqueda de efectos comerciales que beneficien a algunos agentes en particular.

Figura 3. Método para el cálculo del precio de reconciliación para reconciliaciones positivas de plantas hidráulicas



Fuente. XM, "memorias seminario taller transacciones en bolsa - reconciliaciones", Gerencia mercado de energía mayorista, 2006.

En el caso particular de las centrales térmicas, la inflexibilidad debe corresponder a los parámetros técnicos de la máquina aprobados previamente por el CNO. Solamente en el caso en que debido a una contingencia de última hora, la planta y/o unidad no pueda variar su nivel de generación, o deba ser operada de alguna forma especial que limite su flexibilidad y dicho evento no da tiempo de ser reportado para el respectivo proceso de análisis y aprobación por parte del CNO, el agente debe reportar este suceso al CND, en cuyo caso el CND podrá autorizar al agente a desviarse del programa de despacho.

Cuando una planta es identificada como inflexible, el precio de oferta de la disponibilidad asociada a esa inflexibilidad no es considerado al momento de calcular el precio de bolsa.

En el ejemplo de la tabla 2 se puede observar cual es la situación del despacho cuando una unidad es inflexible. En este caso se va a atender una demanda de 3300 MW.

Tabla 2. Despacho cuando se tienen unidades inflexibles

<b>Generador</b>	<b>Disponibilidad</b>	<b>Generación mínima</b>	<b>Precio de oferta</b>	<b>Generación ideal</b>
1	700	0	\$15.000	700
2	900	550	\$25.000	900
3	1000	0	\$32.000	1000
4	200	0	\$40.000	80
5	1050	620	\$61.000	620

Se puede ver entonces que el generador 5 es inflexible ya que desplaza generación más barata (120MW del generador 4).

### 3.5 DEMANDA RESIDUAL

En busca de maximizar sus beneficios, las empresas de los diferentes sectores del mercado necesitan contar con la mayor cantidad de información posible acerca de su competencia para con ella direccionar de la mejor forma sus decisiones.

Una de las herramientas que se tiene como opción para tal fin es la curva de demanda residual, ya que ofrece la posibilidad de apreciar como se comporta la competencia en una determinada franja horaria, dando la capacidad al interesado de modificar sus variables para responder ante dicha situación.

#### 3.5.1 Definición.

Tomando un enfoque microeconómico la demanda residual se puede ver de diferentes formas dependiendo del modelo de competencia del mercado.

En el caso de un sector industrial donde existe una empresa líder quien es la que se encarga de establecer el valor de mercado de un producto determinado, y donde las otras empresas que hacen parte de dicha industria actúan como “seguidores de precio” (modelo de competencia Stackelberg [29]) debido a que el precio del producto mencionado es independiente de las decisiones que ellas pudiesen tomar, la demanda residual de la firma dominante se puede ver como la diferencia entre la demanda total de los consumidores y la cantidad de esa demanda total que puedan cubrir los “seguidores de precio”. Cabe aclarar que en el caso de mercado expuesto las empresas pequeñas del sector en busca de maximizar sus ingresos solo tienen una variable con la cual trabajar que sería la cantidad óptima de producto que se deba ofertar al precio fijado por el líder.

Otros modelos de competencia que se pueden encontrar, son el modelo de Cournot (las empresas eligen su nivel de producción y dejan que el mercado determine el precio [29]) y el modelo de Bertrand (las empresas fijan el precio y dejan que el mercado determine la cantidad que se vende [29]), pero dado que ninguno de estos modelos se ajusta a las características del mercado colombiano, no se tratarán las implicaciones de la demanda residual en los mismos.

En el caso de un mercado donde todas las empresas pueden realizar sus ofertas de precio, que es el caso de interés para esta tesis, la demanda residual se puede definir como la diferencia entre la demanda total de producto y la oferta agregada de determinada firma, siendo la oferta agregada el resultado de eliminar de la curva de oferta la cantidad ofertada por la firma en estudio.

Para el mercado de energía eléctrica en particular, el concepto de la demanda residual se puede aplicar como sigue:

Las empresas generadoras envían sus ofertas al operador del mercado, declarando su disponibilidad y haciendo la oferta de precio para el día siguiente (en el mercado eléctrico colombiano no se oferta cantidad, esta se declara de acuerdo a parámetros técnicos de la central). Con la información obtenida, el operador construye la curva de oferta, ordenando dichas ofertas en función del precio (de menor a mayor) de manera que la suma de las disponibilidades de los generadores más económicos cubran la demanda requerida para cada franja horaria. Esta curva de oferta le permite al operador definir el precio de bolsa para una demanda dada. La demanda residual de un generador, resulta de sustraer a la demanda de una hora determinada la curva de oferta agregada de dicho generador. Ésta curva de oferta agregada es el resultado de quitar de la curva de oferta la disponibilidad flexible de dicho generador.

Antes de iniciar el proceso de construcción de la curva de demanda residual, es necesario hacer precisión en algunas variables externas que de una u otra forma inciden en el desarrollo del mismo. Una de ellas son las inflexibilidades que se presentan en la operación (definidas en la sección 3.4), ya que el CND en medio del despacho diario debe incluir las generaciones que por este rubro se deban hacer. La otra variable por tener en cuenta es la demanda esperada, ya que es la que se utiliza para la formación de la curva de demanda residual en este estudio.

#### 3.5.1.1 Inflexibilidad.

Como ya se mencionó en la sección 3.4 una unidad es inflexible cuando por sus características técnicas, su generación programada para la hora presenta limitantes que originan cambios en el programa de generación en por lo menos una unidad de generación con menor precio de oferta.

Idealmente estas inflexibilidades en la curva de oferta tendrían un precio de cero por ser obligatorias por una u otra razón para el generador, pero como el valor mínimo al que se debe ofertar la energía es el correspondiente a la sumatoria del CEE (Costo Equivalente en Energía) y el FAZNI (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas), esta energía producida por efecto de las inflexibilidades toma este valor en la curva de oferta. Es

necesario considerar las inflexibilidades ya que representan en promedio el 10% de la demanda mínima, siendo de esta forma una influencia importante en el cubrimiento de la demanda.

### 3.5.1.2 Demanda esperada.

Se define como la cantidad de energía que se espera sea solicitada a las fuentes de suministro del sistema. La información se obtiene como resultado de la operación del sistema interconectado nacional, con base en los datos reportados por los agentes del sector. El CND realiza el pronóstico de la demanda para cada una de las semanas de cada mes y lo publica con cierta anticipación, de tal forma que todos los agentes conozcan el monto de la misma de antemano.

Con todas las variables necesarias definidas, se puede clarificar el concepto de la demanda residual con el siguiente ejemplo. En este ejemplo se construye la curva de demanda residual para el generador número 5.

Los parámetros de disponibilidad y precio de oferta de los generadores del ejemplo se presentan en la tabla 3. Se hace preciso aclarar que dado que la disponibilidad declarada por algunos generadores varía entre una franja horaria y otra, es necesario utilizar el promedio de las disponibilidades durante las 24 horas para tener una medida mucho más aproximada de la energía con la cual participará determinado generador en el mercado realmente. Esta situación no es muy común en los generadores de gran tamaño y generalmente se presenta en los generadores que operan a filo de agua, así que el error que se incide en el proceso de construcción de la curva de demanda residual por efecto de esta aproximación no es significativo.

Tabla 3. Parámetros de disponibilidad y precio de los generadores del ejemplo

<b>GENERADOR</b>	<b>DISPONIBILIDAD (MWh)</b>	<b>INFLEXIBILIDAD (MWh)</b>	<b>PRECIO (\$/MWh)</b>
<b>GENERADOR 1</b>	15	3	345.500
<b>GENERADOR 2</b>	150	0	30.700
<b>GENERADOR 3</b>	37	8	310.400
<b>GENERADOR 4</b>	200	5	71.000
<b>GENERADOR 5</b>	600	11	100.300
<b>GENERADOR 6</b>	152	0	280.600
<b>GENERADOR 7</b>	260	4	135.900
<b>GENERADOR 8</b>	310	0	180.300
<b>GENERADOR 9</b>	75	0	250.000
<b>GENERADOR 10</b>	500	15	200.000

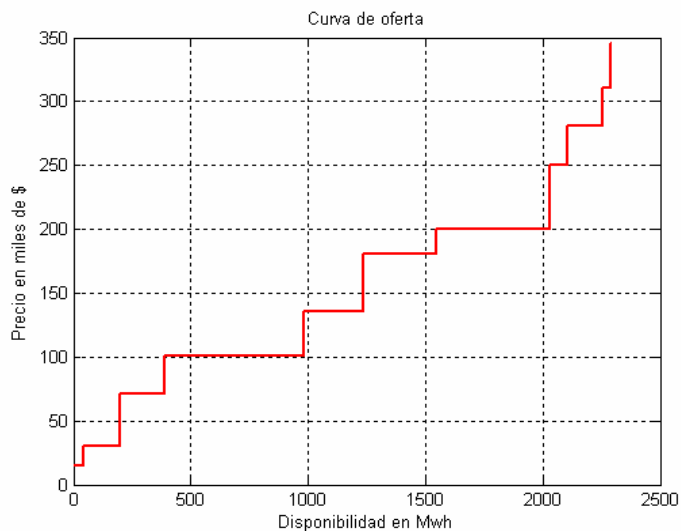
Para construir la curva de demanda residual en primera instancia se grafica la curva de oferta (figura 4), tomando en el primer escalón la sumatoria de las inflexibilidades que se tienen y de allí en adelante tomando en orden de precio cada uno de los generadores, desde el que tiene el precio de oferta más bajo hasta el más alto mientras se cubre por completo la demanda esperada en la franja horaria para la cual se está realizando el cálculo de la demanda residual. Cabe anotar que la

disponibilidad que se le asigna a cada generador en la curva de oferta, corresponde a lo que se llamará la “disponibilidad flexible” ya que este es el valor neto de la disponibilidad del generador luego de haber quitado la inflexibilidad del mismo, dado que esta ya esta incluida en el primer escalón de la oferta (la sumatoria de las inflexibilidades).

Tabla 4. Parámetros de disponibilidad y precio de los generadores del ejemplo ordenados en función del precio<sup>2</sup>.

Generador	Disponibilidad (MWh)	Inflexibilidad (MWh)	Disponibilidad Flexible	Disponibilidad Acumulada	PRECIO (\$/MWh)
GENERADOR 2	150	0	150	150	30.700
GENERADOR 4	200	5	195	345	71.000
GENERADOR 5	600	11	589	934	100.300
GENERADOR 7	260	4	256	1190	135.900
GENERADOR 8	310	0	310	1500	180.300
GENERADOR 10	500	15	485	1985	200.000
GENERADOR 9	75	0	75	2060	250.000
GENERADOR 6	152	0	152	2212	280.600
GENERADOR 3	37	8	29	2241	310.400
GENERADOR 1	15	3	12	2253	345.500
<b>TOTAL</b>	<b>2299</b>	<b>46</b>	<b>2253</b>		

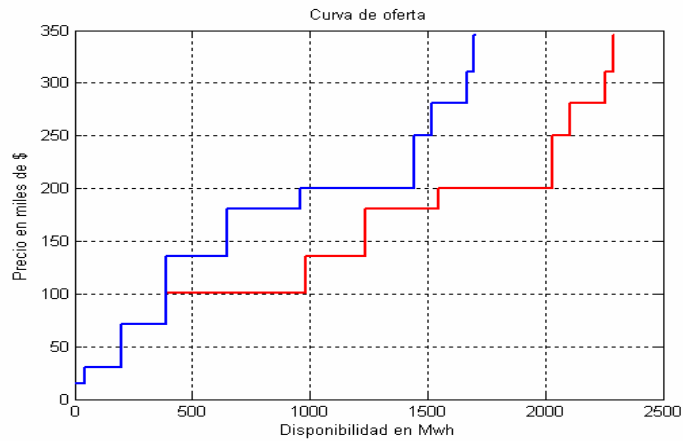
Figura 4. Curva de oferta



<sup>2</sup> Se parte de que el CEE tiene un valor de \$15.000/MWh y de que para el ejemplo se desprecia el valor del FAZNI

Hecha la curva de oferta se procede a eliminar de allí la oferta que realizó el generador en estudio para tener la curva de oferta agregada, la cual se presenta en la figura 5.

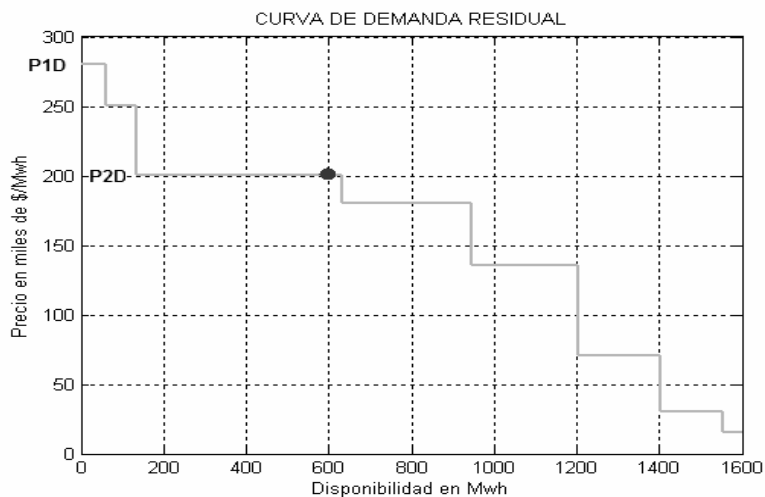
Figura 5. Curva de oferta agregada<sup>3</sup>



Efectuando la sustracción entre la demanda horaria y la curva de oferta agregada, se puede proceder a formar la curva de demanda residual.

Suponiendo que la demanda mencionada tiene un valor de 1600MWh se obtiene la curva de demanda residual mostrada en la figura 6. El primer escalón de esta grafica visto de derecha a izquierda corresponde a la sumatoria de las inflexibilidades.

Figura 6. Curva de demanda residual



<sup>3</sup> En el gráfico se puede apreciar una comparación entre la curva de oferta agregada (gráfico azul) y la curva de oferta (gráfico rojo).

Esta curva refleja cual fue el comportamiento de la competencia en la franja horaria de estudio y le da la señal al generador acerca de cual debe ser el precio al que debe ofertar la disponibilidad declarada.

### 3.5.2 Características de la curva de demanda residual.

Dada la importancia de la información brindada por la curva de demanda residual, se hace necesario saberla interpretar e identificar sus características principales.

Una de las características más importantes de la curva de demanda residual, viene dada por el punto de corte de esta con la disponibilidad del generador en estudio. La razón de esto es que en torno a este punto de intersección gira el que podría ser el precio de bolsa dependiendo de la decisión que tome el generador.

Para ilustrar esta situación se toma la curva de demanda residual de la figura 6 y la disponibilidad flexible del generador número 5 (589MWh) y se halla el punto de intersección (“precio de intersección”) de estos dos valores. Como se puede apreciar en la figura 6 este precio de intersección para el generador 5 del ejemplo es de \$200.000.

De la figura 7 se tiene que si el precio de oferta del generador 5 es exactamente el precio de intersección, el precio final de bolsa será este ultimo saliendo despachado en teoría. Sin embargo, dado que otro generador oferte a este mismo precio, se debe llevar acabo un proceso de desempate con las reglas establecidas por la CREG al respecto<sup>4</sup>, cabiendo la posibilidad de salir despachado solo por 158MWh.

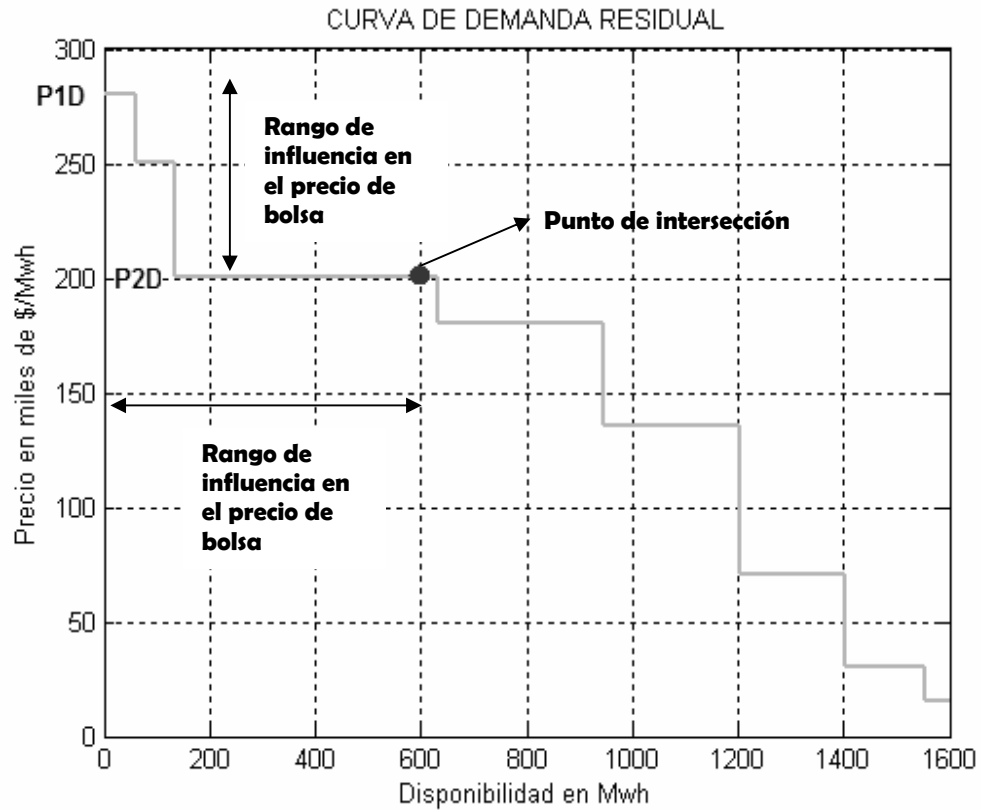
También se puede apreciar de la figura 7 que si el precio de oferta del generador 5 esta por encima del precio de intersección, el precio de bolsa será el ofertado por el generador 5, pero cabe la posibilidad de que por este hecho no salga despachado con toda la disponibilidad declarada.

Otra observación al respecto de la figura 7, es que si el precio de oferta del generador 5 esta por debajo de la zona de influencia, cualquier valor de oferta que este estableciera no tendría efecto en el precio final de bolsa siendo este igual al precio de intersección.

---

<sup>4</sup> En caso de ocurrir igualdad en precios de oferta, se dará preferencia como primera opción de desempate a aquella planta y/o unidad que presente la menor generación mínima por inflexibilidad para cumplir el requerimiento de AGC. Como segunda opción de desempate a aquella planta y/o unidad que presente la menor generación de seguridad o restricción eléctrica. Si el empate persiste, se preferirá la planta y/o unidad que mayor disponibilidad para regulación haya ofertado.

Figura 7. Características de la curva de demanda residual



De lo anterior, se puede ver que cada generador solo tiene un rango determinado de influencia sobre el precio final de bolsa el cual varía de acuerdo a su disponibilidad. Esta situación es de gran importancia cuando de analizar el poder de mercado que posee un generador se trate.

Otra característica de la demanda residual, es que va cambiando hora a hora debido a que la demanda por atender es cíclica y va variando en tal sentido también. Desde este punto de vista se tendrían veinticuatro curvas de demanda residual diarias que van otorgando información valiosa acerca de cómo se está comportando la competencia durante el día.

### 3.5.3 Disminución del número de curvas de demanda residual analizadas.

Como se había mencionado en las secciones anteriores, las curvas de demanda residual brindan gran información acerca del comportamiento de la oferta de la competencia, por tanto es un dato imprescindible en el estudio que se pretende realizar.

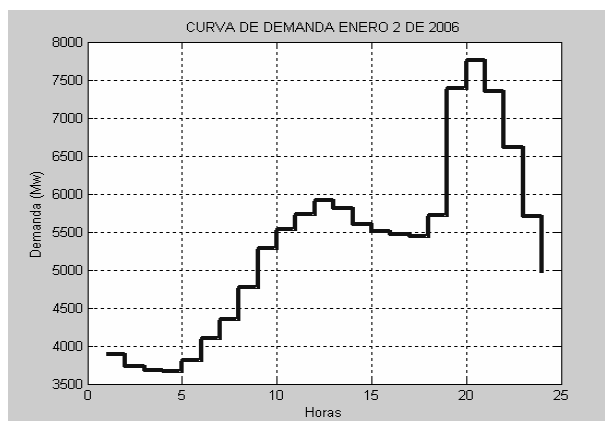
Debido al carácter horario de las curvas de demanda residual se tendrían veinticuatro curvas de demanda residual diarias, lo que haría que el análisis de la posible influencia de estas en la formulación del precio de oferta, fuera bastante extenso.

Para reducir el volumen de datos con los que se han de trabajar, se seleccionan las tres curvas de demanda residual más significativas.

Como un primer paso para definir cuales son estas curvas de demanda residual más significativas, se hace necesario en primera instancia recalcar que los valores de la demanda varían hora a hora durante el día. En la figura 8 se puede apreciar dicho comportamiento.

De la figura 8, es posible apreciar que en algún momento del día se tendrá un valor mínimo y un valor máximo (generalmente en las horas pico) que exigirá el uso de menos unidades de generación o de más unidades de generación respectivamente. Esta situación muestra que algunos generadores solo saldrán despachados durante pocas horas y otros durante todo el día. Este hecho marca cuales son las curvas de demanda residual que se van a utilizar

Figura 8. Curva de demanda



Fuente. Centro Nacional de Despacho

Estas demandas consideradas son:

- *La demanda máxima.* Si el precio de oferta de algún generador le permite salir despachado solo cuando esta se da, es claro que está tratando de salir despachado solo durante una hora. Otra apreciación importante con respecto a este intervalo de demanda es que si el generador tiene un precio de oferta igual al marginal (precio de bolsa) corre los riesgos o de no ser despachado o de ser despachado con una potencia inferior a la declarada en la disponibilidad dentro del despacho ideal.

- *La demanda mínima.* Si el precio de oferta de algún generador le permite salir despachado cuando esta se da, se esta buscando salir despachado durante todo el día. Para lograr este objetivo, se requiere realizar una oferta de precio relativamente baja.
- *La demanda mediana.* En este punto estaría un agente que buscará generar solo durante doce horas en el día. El objeto de tomar la mediana y no el promedio es utilizar un dato estadístico más relevante que exprese su relación con un parámetro tangible y directo como son las horas de generación, ya que el promedio tiene el efecto de aplanar la curva de demanda, haciendo que se pierda de esta forma la referencia de cual es la intención de determinado generador en una franja horaria.

Con la utilización de los datos más representativos de la curva de demanda residual (las demandas más importantes en el día), además de cubrir el despacho de todo el día, se reduce significativamente la cantidad de datos que se generan, ya que solo se tendrían tres curvas de demanda residual diarias, permitiendo así un procesamiento menos tedioso.

#### 3.5.4 Rango de influencia en el precio de bolsa.

Para definir la curva de demanda residual, se asocian a esta, algunos descriptores con el fin de que sea posible realizar el procesamiento de los datos que ella brinda.

El primero de ellos es el rango de influencia en el precio de bolsa que tiene un determinado generador, ya que los límites de este rango marcan la zona de precios en la cual la empresa generadora puede variar su precio de oferta modificando con ello el precio de bolsa, convirtiéndose de esta forma en una posible variable estratégica para los generadores.

El rango de influencia en el precio de bolsa de un determinado generador esta limitado por el precio de oferta de la planta cuya oferta es la marginal en su curva de demanda residual (PID) y el precio de oferta en el cual se produce la intersección con la disponibilidad del generador (el precio de intersección P2D).

Si la disponibilidad declarada de una determinada planta esta asociada a un precio igual a PID, es sinónimo de buscar simplemente salir despachado sin importar el monto de la energía a generar, por el contrario si esta disponibilidad se asocia a un precio menor o igual a P2D, se esta buscando salir despachado con toda la disponibilidad declarada.

Con lo anterior y debido al hecho de que en total se va a trabajar con tres curvas de demanda residual diarias (para la demanda máxima, mínima y mediana) se definen las siguientes cantidades:

- PIDx→ Precio de oferta para que la planta salga despachada, con una generación menor o igual a su disponibilidad en la demanda máxima.

- P2Dx→ Precio de oferta para que la planta salga despachada con toda su disponibilidad declarada en la demanda máxima.
- P1Dn→ Precio de oferta para que la planta salga despachada, con una generación menor o igual a su disponibilidad en la demanda mínima.
- P2Dn→ Precio de oferta para que la planta salga despachada con toda su disponibilidad declarada en la demanda mínima.
- P1Dd→ Precio de oferta para que la planta salga despachada, con una generación menor o igual a su disponibilidad en la demanda mediana.
- P2Dd→ Precio de oferta para que la planta salga despachada con toda su disponibilidad declarada en la demanda mediana.

Las anteriores cantidades permiten establecer los rangos de influencia en el precio de bolsa en cada una de las demandas consideradas, permitiendo que el generador tome sus decisiones usando el rango de influencia acorde con la demanda en la cual quiera salir despachado.

### 3.5.5 Elasticidad de precio en la demanda.

La elasticidad es una medida de la sensibilidad que tiene una variable determinada con respecto a otra con la cual se relaciona. Partiendo de esta definición utilizando como variables el precio de un producto determinado y la demanda del mismo, se podría decir que la elasticidad es una medida de que tan sensible es la demanda ante las variaciones del precio.

La elasticidad es una relación entre la variación porcentual del precio de un producto y su demanda, pero esta relación esta sujeta a algunos aspectos externos como lo son la naturaleza que satisface el bien, disponibilidad de bienes sustitutos, proporción del ingreso requerida por unidad del bien y periodo de tiempo considerado, ya que la presencia o no de algunos de estos factores hacen que la elasticidad de la demanda se haga mayor, se mantenga o disminuya.

La elasticidad se puede definir entonces como el cociente entre la variación de la cantidad demandada y la variación en el precio.

$$\varepsilon = \frac{\pi_1 (Q_2 - Q_1)}{Q_1 (\pi_2 - \pi_1)}$$

Donde:

$\pi_1$  es el precio de referencia,  $\pi_2$  es el nuevo precio del producto,  $Q_1$  es la cantidad demandada de referencia y  $Q_2$  es la nueva cantidad demandada.

En la figura 9 se puede apreciar la relación que existe entre el precio y la demanda. Debido a que la pendiente de esta relación es negativa (son inversamente proporcionales) la elasticidad tiene un valor negativo. Por ello y para efectos de interpretación se toma para la elasticidad simplemente el valor absoluto de la misma.

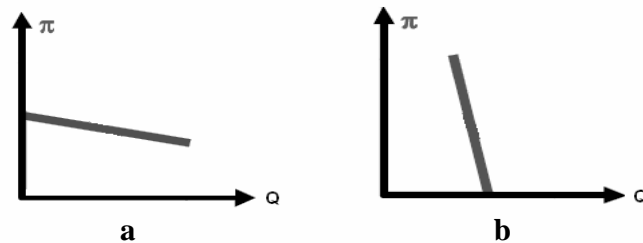
El mercado de energía eléctrica es un mercado cuya demanda es inelástica en el corto plazo, debido a su condición de bien de primera necesidad. Por tanto el consumidor final no ejecuta acciones en procura de disminuir el consumo una vez hecha el alza, lo hace tiempo después.

### 3.5.6 Elasticidad en la demanda residual.

Un generador determinado tiene un rango de acción limitado sobre la curva de demanda residual, lo que se traduce en una capacidad de influir en el precio de bolsa limitada.

La limitación comentada tiene una relación directa con la disponibilidad neta (flexible) del generador. A partir del planteamiento anterior, se puede plantear la hipótesis de que generadores con más capacidad de generación pueden tener mayor poder de mercado que generadores más pequeños, esto debido al rango de precios que pueden llegar a influir.

Figura 9. Curvas de demanda



Sumado al rango de influencia en el precio de bolsa, la curva de demanda residual se puede caracterizar también con el uso de la elasticidad de la misma.

Dado que la elasticidad de la demanda es una medida puntual, esta puede ser calculada en cualquier punto de la curva de demanda residual. Para el caso en estudio se tomaran los puntos correspondientes a los límites del rango de influencia del precio de bolsa, es decir, la elasticidad de la demanda residual estará dada por el cociente entre la variación porcentual de la disponibilidad, desde el punto más alto al más bajo en el rango de influencia y la variación porcentual del precio de oferta entre estos dos puntos obteniendo la siguiente ecuación (se parte de que la generación en el punto más alto del rango de influencia es cero):

$$\varepsilon = \frac{P2D}{(P2D - P1D)}$$

Se puede ver entonces que la elasticidad en este caso es el inverso de la variación del precio.

Es por ello que para hacer uso de esta, se define la variación porcentual del precio  $\Delta$  que sería el inverso de la elasticidad de la demanda residual expresado en porcentaje (esta cantidad se trata de nuevo en la sección 4.2).

$$\Delta = \left| \frac{P2D - P1D}{P2D} \right| * 100 = \frac{P1D - P2D}{P2D} * 100$$

Al igual que en el rango de influencia del precio de bolsa, se hace necesario definir la elasticidad para cada una de las demandas residuales con lo que se tiene que:

$\Delta X \rightarrow$  es la variación porcentual del precio cuando se presenta la demanda máxima.

$\Delta N \rightarrow$  es la variación porcentual del precio cuando se presenta la demanda mínima.

$\Delta D \rightarrow$  es la variación porcentual del precio cuando se presenta la demanda mediana.

### 3.6 EMBALSES

Otra variable estratégica de los generadores es el nivel del embalse [28], dependiendo de las fluctuaciones de este, es probable que el precio de oferta también varíe, ya sea valorando mucho más el recurso aumentando el precio o eliminando el exceso del mismo disminuyendo el precio.

No solo los generadores hidráulicos tienen como variable estratégica el nivel del embalse, los generadores térmicos también la pueden tener en cuenta utilizando el embalse agregado (la sumatoria de todos los embalses del sistema), debido a que este es un reflejo claro de la situación climática del país mostrando la abundancia o la ausencia de agua [28].

Es importante cuando se trabaja con los embalses como variable estratégica, tener algunos conceptos claros al respecto. Algunos de estos conceptos son los siguientes [18]:

- Cota. Medida que indica la altura de un embalse y por lo tanto su capacidad de almacenamiento.
- Cota de vertimiento. Es el nivel de vertimiento de un embalse.
- Embalse agregado. Sumatoria de los embalses del sistema interconectado nacional; puede expresarse en volumen o en energía equivalente.

- Generación filo de agua. Generación hidráulica de las plantas que por las características técnicas y ambientales de sus embalses se considera que no poseen capacidad de regulación.
- Nivel máximo físico. Capacidad de almacenamiento de agua en un embalse.
- Nivel mínimo físico. Cantidad de agua almacenada que por condiciones de su captación no es posible utilizar para la generación de energía eléctrica.
- Nivel mínimo operativo inferior. Límite operativo de un embalse, por debajo del cual el precio de oferta de las plantas asociadas, debe ser mayor que el primer nivel del costo de racionamiento del sistema interconectado nacional en cada hora.
- Nivel mínimo operativo superior (MOS). Límite operativo de un embalse por debajo del cual solo se permite utilizar la energía almacenada si todas las unidades térmicas están despachadas.
- Nivel mínimo operativo. Nivel mensual de los embalses que constituye una reserva energética para cubrir condiciones predeterminadas de confiabilidad.
- Nivel mínimo técnico. Elevación de la superficie del agua en el embalse hasta la cual puede utilizarse su agua, cumpliendo con condiciones de seguridad en las estructuras hidráulicas y en las instalaciones de generación.

Muchas de las decisiones de los generadores con respecto a su embalse están dirigidas por los niveles de las variables anteriormente mencionadas; pero se debe tener en cuenta también que en algunas ocasiones los movimientos en el precio de oferta no corresponden simplemente a decisiones estratégicas, ya que la regulación en cuanto a los niveles de los embalses impone fronteras de precio en respuesta a eventos que pudieran alterar el equilibrio ambiental de los embalses.

Por ejemplo, cuando un embalse determinado se encuentra por debajo de su nivel mínimo operativo superior el precio de oferta del generador que utiliza dicho embalse según el ente regulador debe ser intervenido (Resolución CREG 58 de 1995).

La intervención del precio de oferta consiste en reemplazar el valor que halla dado el generador para su disponibilidad por un valor igual al mayor precio ofertado por las plantas con disponibilidad diferente de cero y no intervenidas que no pertenezcan al agente dueño de la planta intervenida. Esta intervención se efectúa por un periodo de 24 horas, siempre y cuando la condición que ocasiono la intervención se supere.

Una vez definida una parte del proceso operativo de los embalses y conocidos algunos de los conceptos más comunes en este ambiente, es importante mencionar la parte estructural de algunos de los embalses más importantes en Colombia.

Hoy en día existen en el país cerca de 70 instalaciones hidroeléctricas cuya capacidad va desde menos de 1MW hasta 1.240MW. Sin embargo la gran mayoría de la hidroelectricidad (98% de la potencia y 99% de la energía) corresponde a 35 centrales que operan con agua almacenada en 35 embalses; siete de los cuales fueron construidos primordialmente para suministro de agua potable [15].

En las secciones subsiguientes se mostraran algunas características históricas, operativas y estructurales de algunos embalses colombianos. En la tabla 5 se muestra un balance de algunos de los embalses más grandes de Colombia.

Tabla 5. Embalses artificiales más grandes en Colombia

N°	Nombre	Municipio	Departamento	Área (ha)	Capacidad total (millones de m³)	Capacidad útil (millones de m³)
1	Betania	Yaguara	Huila	7,000	1,970	1,042
2	Peñol	El Peñol	Antioquia	6,400	1,235	1,169
3	Prado	Prado	Tolima	2,185	1,100	528
4	Salvajina	B/Aires	Cauca	2,200	908	753
5	Chivor	Santa María	Boyacá	1,200	758	634
6	Tomine	Sesquile	Cundinamarca	3,778	690	690
7	Calima	Calima	Valle	1,000	581	435
8	Guajaro	Repelón	Atlántico	16,000	400	230
9	Jaguas	Aleandría	Antioquia	3,100	208	170
10	Chuzá	Fomeque	Cundinamarca	537	220	202
11	Miraflores	Carolina	Antioquia	815	144	136
12	Neusa	Neusa	Cundinamarca	955	102	102
13	Arroyo Grande	Ma. La Baja	Bolívar	1240	98	98
14	Arroyo Matuya	Ma. La Baja	Bolívar	1400	96	96
15	Sisga	Tocancipa	Cundinamarca	680	96	96
16	Playas	San Rafael	Antioquia	3,200	85	85
17	Punchina	San Carlos	Antioquia	360	68	52
18	Muña	Sibate	Cundinamarca	730	42	41
19	Troneras	Carolina	Antioquia	465	41	29
20	San Silvestre	B/Bermeja	Santander	250	36	36

Fuente. Miryam Larrahondo Molina, Aprovechamiento acuícola de embalses en Colombia, Instituto Nacional de Pesca y Acuicultura – INPA.

### 3.6.1 Embalse de Betania.

El embalse de Betania fue formado por el represamiento del río Magdalena en la confluencia con el río Yaguará en el año de 1986; se encuentra localizado en el valle alto del río Magdalena, en el departamento del Huila en los municipios de Campo Alegre, Hobo, Yaguará y Gigante. Tiene una extensión de 7.400ha, almacena 2.000 millones de metros cúbicos de agua y genera 540 MW a través de 3 turbinas. Este embalse pertenece a la Central Hidroeléctrica de Betania (CHB).

### 3.6.2 Embalse Punchina.

El embalse de Punchina fue formado por el represamiento del río Guatape en el año de 1987; se encuentra localizado en el departamento de Antioquia en jurisdicción del municipio de San Carlos. Tiene una extensión de 361ha, almacena 72 millones de metros cúbicos de agua y genera 1.240 MW a través de 8 turbinas. Este embalse pertenece a Isagen.

### 3.6.3 Embalse Anchicayá.

Técnicamente son en realidad dos represamientos sobre el río Anchicayá, uno en la parte baja del río y otro en la parte alta. El embalse del bajo Anchicayá fue formado por el represamiento del río Anchicayá en el año de 1955; se encuentra localizado en la zona pacífica del departamento del valle y tiene una extensión de 104ha.

El embalse del alto Anchicayá fue formado por el represamiento del río Anchicayá en el año de 1974; se encuentra localizado en el departamento del valle en el municipio de la Dagua. Tiene una extensión de 170ha y almacena 35 millones de metros cúbicos de agua.

Estos dos embalses pertenecen a la empresa de energía del pacifico (EPSA) y generan un total de 439 MW a través de 7 turbinas.

### 3.6.4 Embalse del Guavio.

El embalse del Guavio fue formado por el represamiento del río Guavio y el río Chivor en el año de 1990; se encuentra localizado en la cordillera oriental, en los municipios de Guasca, Gacheta, Ubalá y Gachalá. Tiene una extensión de 15.000ha, almacena 208 millones de metros cúbicos de agua y genera 1150 MW. Este embalse pertenece a la Empresa de Energía Eléctrica de Bogota (EMGESA).

### 3.6.5 Embalse La esmeralda.

El embalse La esmeralda fue formado en el año de 1975; se encuentra localizado en el departamento de Boyacá en el municipio de Santa Maria. Tiene una extensión de 1.260ha, almacena 758 millones de metros cúbicos de agua y genera 1000 MW a través de 8 turbinas. Este embalse pertenece a Chivor S.A.

### 3.6.6 Embalse Porcell.

El embalse para la hidroeléctrica Porcell se encuentra localizado al nordeste del departamento de Antioquia en jurisdicción de los municipios de Yolombó, Amalfi y Gómez plata. Este embalse que pertenece a las empresas públicas de Medellín genera 405 MW.

### 3.7 DISPONIBILIDAD

Esta no es precisamente una variable estratégica, ya que en Colombia la disponibilidad de cada planta se declara en lugar de ofertarse a un determinado valor como si se hace en otros países.

El análisis de esta variable se fundamenta en observar cual fue el comportamiento de la misma en el periodo de estudio, y establecer si algunos agentes están tomando provecho de la declaración de la disponibilidad como estrategia comercial.

### 3.8 INFORMACIÓN DISPONIBLE PARA LA FORMACIÓN DEL PRECIO DE OFERTA

En las secciones anteriores se han mostrado algunas de las variables estratégicas que pueden utilizar los generadores como opción de negocio. Ligada a ellas en general se encuentra el precio de oferta, ya que gran parte del éxito de la opción seleccionada se debe a salir o no salir despachado.

Para que la decisión tomada al respecto del precio al que se va a ofertar la energía declarada sea la óptima, el generador puede utilizar los detalles de las operaciones anteriores para con el análisis de esta información basar sus decisiones. Por ello es importante que el generador sepa cuales son los datos con que realmente cuenta y a que fecha corresponden realmente dichos datos.

El CND ofrece una herramienta de carácter privado que puede ser utilizada en este sentido, por cualquiera de los agentes del mercado; esta herramienta es la página de información operativa y comercial, la cual permite conocer datos acerca de la operación del sistema de intercambios comerciales (SIC) e incluso información de la planeación energética.

Algunos de los datos que allí se pueden encontrar, hacen referencia a:

- Demandas
- Despacho
- Despacho Preliminar
- Predespacho Ideal
- Predespacho Programado
- Generaciones de seguridad
- Ofertas
- Post-Operativo
- Redespacho

- Contingencias Operación
- Costo Equivalente en Energía
- Mínimos Operativos

Partiendo del hecho de que todos los generadores colombianos pueden acceder a la información publicada acerca de la operación del mercado de energía mayorista por medio de la página de información operativa y comercial del CND, e ignorando problemas de comunicación, o el hecho de que los generadores de mayor capacidad y poder económico tengan la posibilidad de predecir el comportamiento de las variables del mercado con algún software especializado que para tal fin se halla diseñado, cada generador tiene un cierto desfase en la información reportada con respecto a lo que sucede en el mercado, ya que los respectivos informes no se presentan en tiempo real.

Este desfase se hace mayor con algunas variables que con otras, ya que en ocasiones este puede ser simplemente de algunas horas, mientras que en otras puede ser hasta de días. Por tal motivo algunas decisiones son tomadas a partir de datos que no reflejan exactamente el comportamiento del día anterior del mercado.

El desfase mencionado se presenta debido a que en el momento en el cual un generador debe presentar su oferta para el día siguiente (día 'd'), a las 8am del día 'd - 1', este solo cuenta con los siguientes datos:

- Inflexibilidades propias. El generador es conocedor de sus características técnicas y por tanto de las inflexibilidades que va a declarar para el día 'd'.
- Embalse propio. El generador (hidráulico) toma la lectura del nivel del embalse propio a las 6am del día 'd - 1' (día en que se hace la oferta), así que al momento de realizar la oferta conoce su embalse pero esta medida está desfasada un día de la fecha para la cual la oferta será realizada.
- Demanda esperada. El generador conoce el pronóstico de la demanda (demanda esperada) para el día 'd', de esta forma, la medida no tiene desfase alguno.
- Inflexibilidades de los otros generadores. Al momento de realizar la oferta, el generador cuenta con la información de las inflexibilidades del día 'd - 1' de los otros generadores del sistema. Por tanto al momento de realizar la curva de demanda residual se debe tener en cuenta que se están usando las inflexibilidades de los generadores de la competencia correspondientes al día anterior a la oferta.
- Demanda residual. El generador construye la curva de demanda residual con base en: la oferta que el realizó para el día 'd - 1', la disponibilidad que declaró para el día 'd - 1', el promedio de las inflexibilidades suyas para el día d, el promedio de las inflexibilidades de los demás generadores para el día 'd - 1' y con la disponibilidad y el precio de oferta de los demás generadores del día 'd - 1'. La información correspondiente a las inflexibilidades, precio de oferta y cantidad de energía ofertada de los generadores de la competencia para el día 'd - 1', son conocidas por el generador interesado en el cálculo de la curva de demanda residual el día 'd - 2' a las 2 de la tarde.

- Contratos. Cada agente conoce de antemano el monto de energía que negoció en contratos, de tal forma que esta información es precisa y conocida para el día 'd', sin presentar desfase alguno.
- Embalse agregado. Los generadores tanto hidráulicos como térmicos tienen el reporte del embalse agregado del día 'd - 2', así que al momento de realizar la oferta tienen el dato del nivel del embalse total del día anterior, pero este en realidad se convierte en el de dos días antes cuando se compara con la fecha para la cual se realizará la oferta.
- Reconciliaciones. En lo referente a las reconciliaciones, cada generador al momento de realizar su oferta para el día 'd' tan solo conoce el total de estas en el día 'd - 3', es decir, las reconciliaciones de tres días antes del día para el cual se está ofertando, siendo así uno de los datos que mayor desfase tiene con respecto al día en que se hace la oferta.

En vista de los desfases presentados, el estudio del comportamiento del precio de oferta se realizara a partir del día 4 de enero de 2003, que sería la fecha para la cual se tendría el primer conjunto de datos completo acerca de cada una de las variables mencionadas anteriormente, en el intervalo comprendido entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2005.

## 4 SELECCIÓN DE LOS GENERADORES

En Colombia se tienen aproximadamente 96 centrales generadoras que pueden establecer diferentes estrategias de mercado. De este conjunto de generadores se seleccionan 12 (6 hidráulicos y 6 térmicos) reduciendo así el volumen de datos que se va a manejar y teniendo de esta forma la posibilidad de una apreciación más pormenorizada de lo que está pasando con el precio de oferta ante las diferentes variables.

Los criterios de selección de los generadores analizados inicialmente, con el fin de estudiar los que más aportan información al respecto del comportamiento del precio de oferta fueron los siguientes:

- La volatilidad del precio de oferta.
- La disponibilidad de las centrales generadoras (mayor a 372MW para las hidráulicas y a 112MW para las térmicas) teniendo en cuenta la oportunidad de los generadores para fijar el precio de bolsa.

Estos criterios de selección se tomaron de forma que se cumpla con el objetivo de analizar los generadores que modifican su precio de oferta dentro de su estrategia de mercado y que a su vez tienen la capacidad de influenciar el precio de bolsa en repetidas ocasiones.

Los generadores que no tienen oportunidad de influenciar el precio de bolsa, generalmente están tratando de actuar como seguidores de precio debido a su capacidad inferior de generación o a unas condiciones de operación más desfavorables, lo que da un valor preponderante al análisis del generador que impone el precio. Además los generadores cuyo precio de oferta permanece constante, no reaccionan ante los diferentes eventos externos que se presenten (competencia, clima, etc.), y de esta forma no brindan información al respecto de su precio de oferta que pueda contribuir con el objetivo principal de este proyecto.

### 4.1 VOLATILIDAD

El primer criterio de selección es la volatilidad en el precio de oferta, en vista que esta es una medida para determinar el grado de fluctuación que tiene un valor en un periodo determinado de tiempo. Este criterio por tanto muestra que generadores están modificando con mayor frecuencia sus precios en reacción a los agentes externos que puedan influenciar el mercado (clima, competencia, demanda, entre otros).

La volatilidad es la medida de la velocidad del mercado, por tanto, los mercados que cambian de estado lentamente son mercados de baja volatilidad mientras que los mercados que cambian a gran velocidad son mercados de alta volatilidad [20].

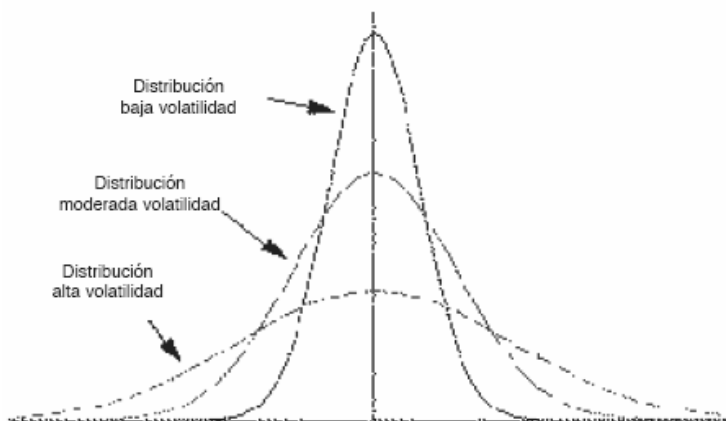
Dado que la incertidumbre de la variación de cierto valor, cambia en forma directa con el tiempo al cual se proyecte el mismo, no es posible calcular un valor exacto para la volatilidad. Por tanto se hace necesario estimar la misma con los datos históricos del valor que se esta analizando. Cuando la volatilidad se construye a partir de datos históricos de precios se denomina volatilidad histórica.

Para medir la volatilidad se hace necesario en primera instancia hablar de las curvas de distribución normal por la relación que estas pueden tener con la volatilidad.

Dando un primer vistazo a las curvas de distribución normal se puede apreciar que estas poseen la característica de ser totalmente descritas por la media y por la desviación estándar, interpretando la media como el punto donde se alcanza la parte más alta de la curva, y la desviación estándar como la medida de la velocidad a la que se extiende la curva [20]. Esta característica simplifica bastante la interpretación de la misma ya que son solo dos los parámetros para describir el comportamiento de un grupo de datos.

Si se interpreta desde el punto de vista de un mercado de futuros, la volatilidad no es más que una medida de la velocidad con que la curva de distribución normal se esparce por ambos lados. Una alta volatilidad indica una distribución que se esparce muy rápidamente, mientras que una baja volatilidad indica una curva que se esparce muy lentamente [20] como se puede apreciar en la figura 10.

Figura 10. Distribuciones para diferentes tipos de volatilidad



Fuente. Libro Option Volatility & Pricing

De los planteamientos anteriores se puede establecer que existe una relación directa entre la desviación estándar de una distribución normal y la volatilidad.

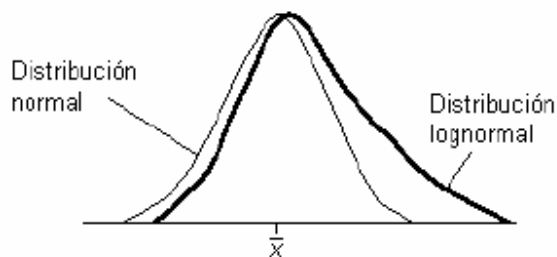
Pero dado que los precios de oferta no tienen un comportamiento en forma de campana de Gauss (Distribución Normal) por no ser simétricos, no es posible obtener una medida de desviación estándar directa que se pueda asociar a la volatilidad.

Debido a lo anterior, y con el fin de aprovechar la relación entre la desviación estándar y la volatilidad, se hace necesario trabajar con una distribución lognormal. Una variable que esta distribuida lognormalmente solo puede ser positiva, a diferencia de una variable con distribución normal, lo cual se adapta por completo a las características del precio de oferta de los generadores, y dado que el logaritmo neperiano de una distribución lognormal está distribuido normalmente se cuenta con la posibilidad de usar la relación encontrada anteriormente entre  $S$  y  $\sigma$ . Donde  $\sigma$  es la volatilidad y  $S$  es la desviación estándar.

Con el uso de la distribución lognormal (figura 11) es posible ahora medir la volatilidad de los precios de oferta. Para realizar dicha medición de la volatilidad histórica, se lleva a cabo el siguiente procedimiento:

- Se toman los precios de oferta estándar (precio de oferta menos el Costo Equivalente en Energía y afectado por un factor inflacionario) diarios que se tengan disponibles de los distintos generadores, en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2005 (este periodo se definió en los objetivos específicos de la tesis) a partir de la información brindada por el CND. Luego se procede a eliminar los valores atípicos de los precios de oferta de cada uno de los generadores hidráulicos, ya que estos valores pueden no haber sido establecidos por algún comportamiento estratégico (en general corresponden a valores de oferta impuestos por el CND). Estos valores se presentan cuando el generador esta trabajando por debajo del nivel mínimo operativo superior de su embalse, lo cual hace que el generador deba ofertar su energía como mínimo al precio de oferta más alto de todos los generadores térmicos. En secciones posteriores se abordarán con más detenimiento los conceptos de costo equivalente en energía, el factor inflacionario y los valores atípicos.

Figura 11. Comparación entre una distribución normal y una lognormal



- Por cada generador y para cada día se calcula lo que se llamará precio relativo, que es una medida de la variación de este entre un día y otro. Dicho precio relativo se puede definir como:

$$PR = \frac{S_i}{S_{i-1}}$$

Donde  $S_i$  es el precio de oferta del generador en el día  $i$ , y  $S_{i-1}$  es el precio de oferta del generador en el día  $i - 1$  (día anterior).

- Ya con el precio relativo calculado, se procede a calcular lo que se llamará rendimiento relativo [9]. Este rendimiento relativo esta definido como:

$$u_i = \ln\left(\frac{S_i}{S_{i-1}}\right) = \ln(PR)$$

La razón de este rendimiento relativo es el establecer la distribución normal a partir de la lognormal del precio relativo.

- Una vez obtenidos los rendimientos relativos diarios de los precios de oferta, se procede al cálculo de la desviación estándar de dichos rendimientos.

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (u_i - \bar{u})^2}{(n-1)}}$$

Donde  $u_i$  es el rendimiento relativo en el día  $i$ ,  $\bar{u}$  es la media de los rendimientos relativos y  $n$  es el número de muestras de los precios de oferta.

- Una vez calculada la desviación estándar, se completa la proporcionalidad con la raíz cuadrada del tiempo al cual se estima el valor de la volatilidad [21].

$$\sigma = \sqrt{T} * S$$

Donde  $T$  es el número de días para los que se estimará la volatilidad y  $S$  es la desviación estándar de los rendimientos relativos.

Para el cálculo de la volatilidad que es necesario realizar en esta tesis, bastaría simplemente con el cálculo de la desviación estándar, ya que cualquiera sea el factor  $\sqrt{T}$ , será el mismo para cada uno de los generadores. A pesar de esto se deja en claro que los cálculos se presentan con una estimación para un año ( $T=365$ ).

#### 4.1.1 Factores a tener en cuenta en el precio de oferta.

Como ya se había mencionado, es necesario tener en cuenta algunos factores en el precio de oferta al momento de medir la volatilidad, para no llegar a conclusiones erradas, producto de no trabajar con una base uniforme en el precio de todo el periodo de tiempo en consideración.

##### 4.1.1.1 Costo Equivalente en Energía (CEE).

El CEE es el costo equivalente en energía del cargo por capacidad expresado en \$/KWh, utilizado para las ofertas en la Bolsa. Este valor se aplica por igual a todos los generadores y tiene una variación mensual. Se puede calcular por medio de la expresión [11]:

$$CEE = \frac{CRT * VMC}{ETDP}$$

Donde CRT es denominada la Capacidad Remunerable Teórica, VMC es la Remuneración por capacidad y ETPD es la Energía Total Demandada Proyectada en el SIN para cada mes.

El valor del CEE es necesario sustraerlo del precio de oferta de los distintos generadores ya que la variación del mismo de un mes a otro puede generar una volatilidad aparente en el precio de oferta mucho mayor que la real. Este hecho puede terminar en una conclusión errada de un comportamiento estratégico ante alguna variable externa como la competencia o cualquier otra, cuando en realidad la variación que se presenta se debe a efectos de regulación.

Una variable adicional que junto con el CEE forma el piso del precio de oferta es el impuesto del FAZNI (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas), pero debido a que la frecuencia de modificación de este impuesto es muy baja (anual) en comparación con la del CEE, se establece que el efecto que este tiene sobre la variación del precio de oferta, no es considerable y por tanto no se elimina del mismo.

El valor del CEE para los diferentes periodos de tiempo en consideración se muestra en la tabla 6.

Tabla 6. CEE en el periodo comprendido entre enero de 2003 y diciembre de 2005 en MWh<sup>5</sup>

Mes	2003	2004	2005
<b>Enero</b>	<b>33150</b>	<b>32560</b>	<b>28600</b>
Febrero	<b>36590</b>	<b>33120</b>	<b>30130</b>
<b>Marzo</b>	<b>33340</b>	<b>29960</b>	<b>27160</b>
Abril	<b>34850</b>	<b>31800</b>	<b>28240</b>
<b>Mayo</b>	<b>32280</b>	<b>29930</b>	<b>27560</b>
Junio	<b>33890</b>	<b>32640</b>	<b>27870</b>
<b>Julio</b>	<b>30860</b>	<b>30550</b>	<b>27140</b>

<sup>5</sup> Los datos marcados indican cual es la última fecha de datos disponibles públicos relacionados con Betania para el día 31 de mayo de 2003.

<b>Mes</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>
Agosto	31570	29540	25950
<b>Septiembre</b>	<b>31620</b>	<b>29140</b>	<b>26760</b>
Octubre	30820	28880	25950
<b>Noviembre</b>	<b>32160</b>	<b>29330</b>	<b>26510</b>
Diciembre	31570	28370	25580

Fuente. XM (Expertos en Mercados). Base de datos Neón

#### 4.1.1.2 Factor inflacionario.

Los efectos de la inflación en el mercado, ocasionan la pérdida del poder adquisitivo del dinero conforme pasa el tiempo. Tanto es así que una cifra determinada en enero de 2003 representaría el 11,67% más a diciembre de 2005. Por tanto, si esta variación no es considerada, se podrían estar estableciendo similitudes entre dos valores en magnitud iguales, pero que por efecto de la inflación al final no tendrían mucha relación.

Por todo esto se aplicó un factor inflacionario que afecte a todos y cada uno de los precios de oferta de cada generador, y de esta manera estandarizar todos los datos con que se cuenta.

Este factor se basa en la fórmula que utiliza la CREG para calcular el valor del Fazni en los diferentes periodos:

$$POF = \frac{POP * IPPF}{IPPP}$$

Donde:

POF → Precio de oferta futuro (valor trasladado)

POP → Precio de oferta presente (valor sin trasladar)

IPPF → Valor del IPP (Índice de Precios al Productor) del mes donde se desea trasladar el precio de oferta.

IPPP → Valor del IPP del mes de donde se toma el precio de oferta.

El valor del IPP para los diferentes periodos, así como el del factor inflacionario (tomando como punto de llegada diciembre de 2005), se presenta en las tablas 7 y 8 respectivamente.

#### 4.1.1.3 Valores atípicos.

Otro de los aspectos que cabe resaltar con respecto al cálculo de la volatilidad de los generadores, es que antes de aplicar dicho proceso a los datos obtenidos, es necesario eliminar los valores atípicos que allí se presentan.

Los valores atípicos que se pueden presentar generalmente son debidos a:

- Hidráulicos sancionados porque el nivel de su embalse esta por debajo del mínimo operativo superior.

- Térmicos con un precio de oferta de cero.

El primer caso corresponde a un valor atípico, debido a que el precio de oferta no es producto del despacho económico de la central, sino que es impuesto por el CND, con el fin de que estas plantas no salgan despachadas por su condición. El elevar los precios a este nivel, genera un aumento significativo en la volatilidad de los precios del generador afectado, modificando sensiblemente el valor de esta última.

Tabla 7. Valor del IPP en el periodo comprendido entre enero de 2003 y diciembre de 2005

<b>Mes</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>
Enero	140.980	148.420	154.992
Febrero	142.740	149.850	156.289
Marzo	144.060	150.640	158.075
Abril	145.620	151.620	157.925
Mayo	145.700	153.409	158.007
Junio	145.412	153.961	158.169
Julio	145.720	153.346	158.004
Agosto	145.960	153.484	157.965
Septiembre	145.910	153.951	157.344
Octubre	146.140	154.633	158.052
Noviembre	146.910	154.950	157.737
Diciembre	147.400	154.249	157.434

Fuente. Banco de la Republica

Tabla 8. Factor Inflacionario

<b>Mes</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>
Enero	1.1167104	1.0607319	1.0157566
Febrero	1.1029412	1.0506095	1.0073236
Marzo	1.0928352	1.0450998	0.9959449
Abril	1.0811278	1.0383448	0.9968868
Mayo	1.0805342	1.0262352	0.9963727
Junio	1.0826774	1.0225540	0.9953492
Julio	1.0803859	1.0266606	0.9963889
Agosto	1.0786094	1.0257357	0.9966367
Septiembre	1.0789790	1.0226211	1.0005704
Octubre	1.0772809	1.0181110	0.9960907
Noviembre	1.0716346	1.0160270	0.9980811
<b>Diciembre</b>	<b>1.0680721</b>	<b>1.0206494</b>	<b>1.0000000</b>

El segundo caso se presenta por información errada y se descartada de entrada ya que los generadores térmicos no tienen las condiciones para declarar un precio de oferta de cero. Un generador hidráulico teóricamente si podría presentar esta situación producto del comportamiento de sus embalses.

Para eliminar los atípicos en los precios de oferta de los hidráulicos en primera instancia se estableció el valor del precio más alto de oferta de los generadores térmicos de cada mes a partir de enero de 2003 hasta diciembre de 2005, el cual sería el mínimo precio de oferta establecido para los generadores hidráulicos penalizados por nivel del embalse, con lo que se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla 9.

Tabla 9. Precios de oferta de los generadores térmicos más costosos entre enero de 2003 y diciembre de 2005<sup>6</sup>

<b>Mes</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>
Enero	\$ 426,009	\$ 453,653	\$ 478,595
Febrero	\$ 431,011	\$ 457,670	\$ 482,550
Marzo	\$ 435,798	\$ 463,182	\$ 487,470
Abril	\$ 440,361	\$ 467,728	\$ 491,237
Mayo	\$ 445,414	\$ 469,876	\$ 493,386
Junio	\$ 447,596	\$ 471,651	\$ 495,410
Julio	\$ 447,596	\$ 474,485	\$ 497,403
Agosto	\$ 447,352	\$ 474,485	\$ 497,621
Septiembre	\$ 448,080	\$ 474,485	\$ 497,652
Octubre	\$ 449,076	\$ 475,886	\$ 499,769
Noviembre	\$ 449,356	\$ 475,886	\$ 500,921
Diciembre	\$ 450,913	\$ 477,163	\$ 501,482

Fuente. XM (Expertos en Mercados). Base de datos Neón

Luego por medio de un proceso de filtrado se eliminaron los valores en las ofertas de los hidráulicos que fueran mayores o iguales a los valores presentados en la tabla 9, dejando de esta forma los datos libres de atípicos, y teniendo una información más confiable acerca de las variaciones estratégicas en el precio que pudieran estar ejecutando los generadores. Los valores atípicos encontrados en el periodo analizado, se presentan en el anexo A de este documento.

#### 4.2 OPORTUNIDAD DE FIJAR EL PRECIO DE BOLSA

Dentro del segundo criterio de selección se utiliza la oportunidad que tienen los generadores para fijar el precio de bolsa. Este criterio es necesario ya que aunque la volatilidad en el precio de oferta

<sup>6</sup> Estos precios de oferta se comparan directamente así que no se les eliminó el CEE, ni se han visto afectados por el IPP.

de un generador sea alta, si este tiene una disponibilidad muy pequeña, puede no influir significativamente el mercado, resignándose simplemente a ser seguidor de precio.

Dependiendo del tipo de generador y de la disponibilidad de energía que tenga, la oportunidad de fijar el precio de bolsa (oportunidad de influir en el mercado) puede aumentar o disminuir en alguna de las demandas más importantes durante el día (Demanda máxima, mediana y mínima que han sido definidas en secciones anteriores). Generalmente un generador hidráulico (generadores comúnmente de mayor capacidad), tratará de salir despachado dentro de la demanda mínima, que implicaría una generación de 24 horas continuas, buscando esto ya sea por efectos ambientales o climáticos. Un generador térmico (generadores comúnmente de capacidad media-baja), en general buscará salir despachado entre la demanda mediana y la máxima.

Con el fin de establecer un indicador de la oportunidad para fijar el precio de bolsa de determinado generador en las diferentes demandas se toma la variación porcentual del precio utilizada en el cálculo de la elasticidad de la demanda residual (definida en la sección 3.4.6) que refleja, dicha oportunidad para los diferentes generadores. Esta variación porcentual del precio esta dada por:

$$\Delta = \frac{P1D - P2D}{P2D} * 100$$

Donde:

P1D → Precio máximo de oferta para salir despachado en alguna de las demandas (Máxima P1Dx, Mediana P1Dd o mínima P1Dn).

P2D → Precio de oferta para salir despachado con **toda** la capacidad de la planta en alguna de las demandas (Máxima P2Dx, Mediana P2Dd o mínima P2Dn).

Es claro entonces que la variación porcentual del precio en la forma que fue definida es diferente en cada una de las demandas mencionadas anteriormente y para cada generador dependiendo de su capacidad.

Con este indicador establecido, la oportunidad de fijar el precio de bolsa de determinado generador en alguna de las demandas estaría dada por el número de veces en que  $\Delta$  es diferente de cero en un intervalo de tiempo determinado.

Viéndose de forma porcentual, la oportunidad de fijar el precio de bolsa esta dada por:

$$\frac{N\Delta \neq 0}{Nd} * 100$$

Donde  $N\Delta \neq 0$  es el número de veces en el cual  $\Delta$  es diferente de cero en el intervalo de tiempo considerado y  $Nd$  es el número de días en consideración.

El resultado de esta relación para algunas de las centrales térmicas e hidráulicas se muestra en la tabla 10. Se puede ver como va aumentando en términos generales la oportunidad de fijar el precio de bolsa conforme la disponibilidad se hace mayor.

En la figura 12 se puede apreciar más claramente esta situación para cada una de las demandas.

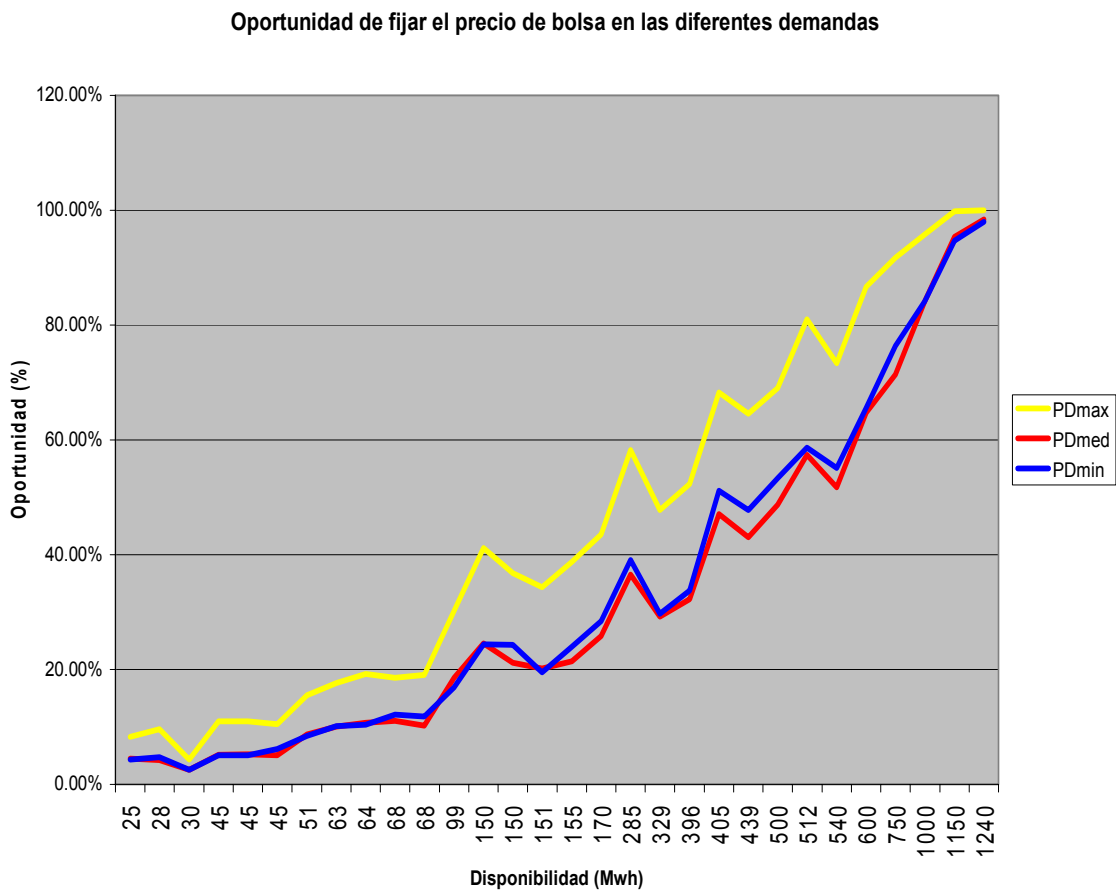
De la grafica 12 se puede apreciar que mientras mayor sea la demanda, menor se hace la disponibilidad requerida para tener una oportunidad alta de fijar el precio de bolsa. Por tanto los generadores más pequeños en general intentarán aprovechar esa oportunidad de ser marginales entre la demanda mediana y la máxima donde pueden tener mejores resultados.

Tabla 10. Oportunidad de fijar el precio de bolsa de algunas unidades generadoras colombianas en las distintas demandas analizadas

<b>GENERADOR</b>	<b>Disponibilidad (MWh)</b>	<b>No de días</b>	<b>Oportunidad de fijar el precio de bolsa en la Dmax (%).</b>	<b>Oportunidad de fijar el precio de bolsa en la Dmed (%).</b>	<b>Oportunidad de fijar el precio de bolsa en la Dmin (%).</b>
<b>RIOGRANDEI</b>	25	1095	8.31%	4.47%	4.29%
<b>PAIPAI</b>	28	1095	9.59%	4.20%	4.75%
<b>TYOPAL2</b>	30	1095	4.29%	2.56%	2.56%
<b>PROELEC1</b>	45	1095	10.96%	5.11%	5.02%
<b>PROELEC2</b>	45	1095	10.96%	5.21%	5.02%
<b>PRADO</b>	45	1095	10.50%	5.02%	6.12%
<b>DORADA1</b>	51	1095	15.53%	8.68%	8.40%
<b>BARRANQ4</b>	63	1095	17.63%	10.05%	10.14%
<b>BARRANQ3</b>	64	1095	19.27%	10.68%	10.41%
<b>PAIPA2</b>	68	1095	18.54%	11.05%	12.15%
<b>PAIPA3</b>	68	1095	19.09%	10.23%	11.78%
<b>FLORES21</b>	99	1095	30.23%	18.54%	16.89%
<b>FLORES3</b>	150	1095	41.19%	24.57%	24.38%
<b>PAIPA4</b>	150	1095	36.80%	21.19%	24.29%
<b>GUAJIRI1</b>	151	1095	34.34%	20.18%	19.45%
<b>TASAJERI</b>	155	1095	38.72%	21.46%	23.93%
<b>JAGUAS</b>	170	1095	43.56%	25.84%	28.40%
<b>TCENTRO1</b>	285	1095	58.26%	36.53%	39.09%
<b>URRA</b>	329	1095	47.76%	29.22%	29.68%
<b>MIELI</b>	396	1095	52.33%	32.24%	33.79%
<b>PORCE2</b>	405	1095	68.31%	47.12%	51.14%
<b>ALBAN</b>	439	1095	64.57%	43.01%	47.76%
<b>TSIERRA</b>	500	1095	69.04%	48.68%	53.33%
<b>GUATRON</b>	512	1095	81.00%	57.35%	58.63%
<b>BETANIA</b>	540	1095	73.33%	51.69%	55.07%
<b>PAGUA</b>	600	1095	86.67%	64.75%	65.57%

GENERADOR	Disponibilidad (MWh)	No de días	Oportunidad de fijar el precio de bolsa en la Dmax (%).	Oportunidad de fijar el precio de bolsa en la Dmed (%).	Oportunidad de fijar el precio de bolsa en la Dmin (%).
TEBSA	750	1095	91.69%	71.42%	76.35%
CHIVOR	1000	1095	95.80%	84.11%	84.11%
GUAVIO	1150	1095	99.82%	95.34%	94.70%
SANCARLOS	1240	1095	100.00%	98.36%	97.99%

Figura 12. Oportunidad de fijar el precio de bolsa durante las diferentes demandas analizadas de algunas unidades generadoras colombianas<sup>7</sup>



<sup>7</sup> El grafico amarillo es la oportunidad de fijar el precio de bolsa en la demanda máxima, el rojo en la mediana y el azul en la mínima.

### 4.3 GENERADORES SELECCIONADOS

Los resultados obtenidos de aplicar el criterio de la volatilidad se presentan en la tabla II.

Tabla II. Cálculo de la volatilidad en el precio de oferta<sup>8</sup>

Nombre del Generador	Disponibilidad en MWh	S Desviación Estándar	$\sigma$ Volatilidad (%)	Tipo de Central
<b>CHIVOR</b>	<b>1000</b>	<b>1.69098906</b>	<b>32.30630062</b>	<b>H</b>
JAGUAS	170	1.668575155	31.87808358	H
<b>ALBAN</b>	<b>439</b>	<b>1.42705346</b>	<b>27.26381801</b>	<b>H</b>
URRA	329	1.298531697	24.80841323	H
<b>BETANIA</b>	<b>540</b>	<b>1.20137146</b>	<b>22.95216955</b>	<b>H</b>
<b>PORCE2</b>	<b>405</b>	<b>1.11118724</b>	<b>21.22920244</b>	<b>H</b>
MIELI	396	0.9766533	18.65893510	H
<b>GUAVIO</b>	<b>1150</b>	<b>0.81455971</b>	<b>15.56214134</b>	<b>H</b>
PAGUA	600	0.80613154	15.40112144	H
TYOPAL2	30	0.757291965	14.46804268	T
RIOGRANDE I	25	0.73969953	14.13193969	H
PRADO4	5	0.728841207	13.92449172	H
PRADO	45	0.708504987	13.53596877	H
<b>TCENTRO I</b>	<b>285</b>	<b>0.68583563</b>	<b>13.10287139</b>	<b>T</b>
PAIPA2	68	0.680991611	13.01032646	T
PAIPA1	28	0.65735173	12.55868718	T
<b>PAIPA4</b>	<b>150</b>	<b>0.59633009</b>	<b>11.39287037</b>	<b>T</b>
PAIPA3	68	0.582143205	11.12183032	T
<b>SANCARLOS</b>	<b>1240</b>	<b>0.51714102</b>	<b>9.87996531</b>	<b>H</b>
CASALCO	<80	0.51648697	9.86746971	H
CALIMA I	132	0.482063468	9.20980963	H
<b>FLORES3</b>	<b>150</b>	<b>0.46002928</b>	<b>8.78884696</b>	<b>T</b>
FLORES2 I	99	0.457435987	8.73930227	T
GUATAPE	560	0.45188057	8.63316616	H
PROELEC I	45	0.445147828	8.50453731	T
PROELEC2	45	0.44453678	8.49286326	T
BARRANQ4	63	0.421507962	8.05289831	T
BARRANQ3	64	0.409873555	7.83062327	T
<b>TASAJERI</b>	<b>155</b>	<b>0.38656285</b>	<b>7.38527297</b>	<b>T</b>
ZIPAEMG2	34	0.385171498	7.35869114	T
ZIPAEMG5	63	0.368644562	7.04294446	T
GUAJIRI I	151	0.35461678	6.77494407	T
SALVAJINA	285	0.351705323	6.71932076	H
ZIPAEMG4	62	0.346828938	6.62615756	T
ZIPAEMG3	62	0.313019248	5.98022434	T

<sup>8</sup> T → Central Térmica, H → Central Hidráulica, NCI → No se conoce información

Nombre del Generador	Disponibilidad en MWh	S Desviación Estándar	$\sigma$ Volatilidad (%)	Tipo de Central
GUAJIR2I	151	0.299357448	5.71921602	T
LA TASAJERA	306	0.299172273	5.71567824	H
MERILECI	154	0.292548031	5.58912228	T
FLORESI	150	0.27887699	5.32793742	T
GUATRON	512	0.244118816	4.66388343	H
PLAYAS	201	0.232676514	4.44527856	H
<b>TSIERRA</b>	<b>500</b>	<b>0.22782007</b>	<b>4.35249639</b>	<b>T</b>
TEMCALI	231	0.219789845	4.19907909	T
<b>TEBSA</b>	<b>750</b>	<b>0.21137673</b>	<b>4.03834668</b>	<b>T</b>
TCANDEL2	150	0.126821326	2.42291803	T
TVALLE	201	0.117966811	2.25375276	T
CARTAGE1	64	0.103671541	1.98064202	T
CARTAGE3	70	0.093232887	1.78121181	T
DORADAI	51	0.083125848	1.58811709	T
CARTAGE2	53	0.076006752	1.45210697	T
TCANDELI	150	0.064553669	1.23329612	T
BARRANCI	40	0.044115479	0.84282504	T
BARRANC5	40	0.038704265	0.73944394	T
BARRANC4	40	0.035859265	0.68509029	T
BARRANC2	40	0.026172706	0.50002885	T
BARRANC3	40	0.016663697	0.31835948	T
PALENQ3	13	0.002311874	0.04416829	T
CVALLECI	NCI	0	0.00000000	NCI
ESMERALDA	30	0	0.00000000	H
FLORIDA2	26	0	0.00000000	H
INSULA	19	0	0.00000000	H
MEADEI	NCI	0	0.00000000	NCI
MHUILAQI	NCI	0	0.00000000	H
MNORDEI	NCI	0	0.00000000	NCI
MOCOA	NCI	0	0.00000000	H
MSANTANA	NCI	0	0.00000000	H
MTOLIMAI	NCI	0	0.00000000	H
MTULUA	NCI	0	0.00000000	T
MVALLECI	NCI	0	0.00000000	T
MYOPALI	NCI	0	0.00000000	H
RIOMAYO	21	0	0.00000000	H
RPIEDRAS	20	0	0.00000000	H
SANFRANCISCO	135	0	0.00000000	H
MANTIOQI	NCI	0	0.00000000	T
MBOGOTAI	NCI	0	0.00000000	H
MCAUCANI	NCI	0	0.00000000	H
MCAUCAN2	NCI	0	0.00000000	H
MCQRI	NCI	0	0.00000000	H

Nombre del Generador	Disponibilidad en MWh	S Desviación Estándar	$\sigma$ Volatilidad (%)	Tipo de Central
MJEPIRAC		0	0.00000000	
TPIEDRAS I	3	0	0.00000000	T

El filtrado de este ranking realizado con el criterio de la volatilidad del precio de oferta se hace por medio del segundo criterio de selección establecido y los resultados obtenidos se presentan en la tabla 12.

Tabla 12. Generadores seleccionados para el estudio

GENERADOR	TIPO
CHIVOR	H
ALBAN	H
BETANIA	H
PORCE2	H
GUAVIO	H
TERMO CENTRO I	T
PAIPA4	T
SAN CARLOS	H
TERMO FLORES3	T
TERMO TASAJERI	T
TERMO SIERRA	T
TEBSA	T

Cabe anotar que aunque las centrales de San Carlos y de Guavio entre las hidráulicas y las centrales de Tebsa y Termosierra entre las térmicas no cumplen con los criterios de selección, se analizarán de todos modos debido a la fuerte influencia que estas tienen en el mercado gracias a la capacidad de generación que tienen.

## 5 MAPAS AUTO-ORGANIZATIVOS DE KOHONEN

Los modelos de mapas Auto-organizativos (SOM por sus siglas en inglés) fueron introducidos por Teuvo Kohonen en 1982 y son un tipo especial de redes neuronales artificiales no supervisadas cuya principal ventaja radica en que pueden preservar la topología del espacio de los datos de entrada y tienen la habilidad de encontrar similitudes en estos datos.

Pueden ser descritas formalmente como un mapeo no-lineal, ordenado, suave de los datos de entrada altamente dimensionales hacia los elementos de un arreglo regular de baja dimensión [24]. Los SOM convierten las relaciones estadísticas no lineales entre los datos de entrada altamente dimensionales en relaciones geométricas simples sobre una representación de baja dimensión, usualmente una cuadrícula de nodos bidimensional.

Es necesario identificar algunos de los elementos tanto estructurales como operativos de la red cuando se trabaja con los mapas de Kohonen. Se parte del elemento fundamental llamado neurona (nodo), a ella se hace necesario definirle un vecindario que depende de la retícula que se le asigne al análisis. La vecindad requiere otros dos parámetros para quedar totalmente identificada, definiendo de esta forma lo que se llamará el grado de vecindad, estos parámetros son el radio de vecindad y la función de vecindad, esta última hace referencia a la forma en la que cambian los valores de las neuronas que se encuentran en la vecindad.

En las secciones posteriores, se tratará con mayor profundidad cada uno de los conceptos mencionados y se identificarán los diferentes procesos que se llevan a cabo al trabajar con un mapa de Kohonen.

### 5.1 CONCEPTOS BÁSICOS

Para darle un sentido menos etéreo a las redes neuronales artificiales y al mismo tiempo ir comprendiendo la importancia del mapa de Kohonen, se hace necesario conocer algunos conceptos básicos al respecto, que irán dilucidando el porque de su aplicación en el estudio realizado.

#### 5.1.1 Red neuronal artificial.

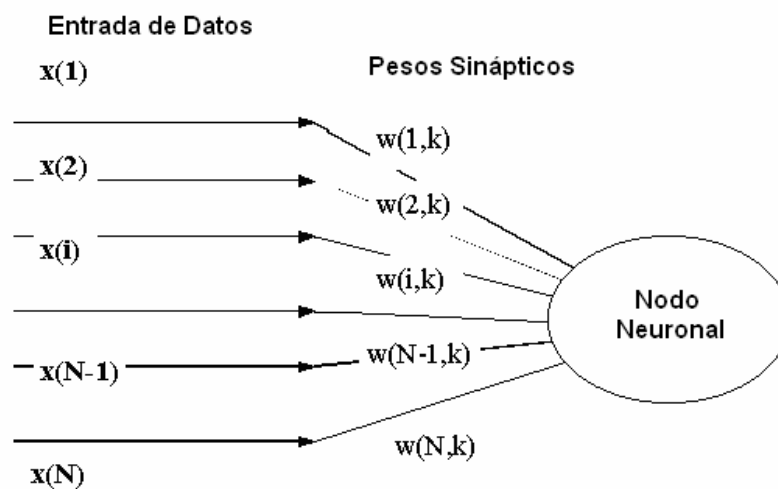
Una red neuronal se define como un sistema hardware o software de procesamiento en paralelo, distribuido y adaptable, que copia esquemáticamente la estructura neuronal del cerebro para tratar de reproducir sus capacidades.

El elemento básico de estas redes es la neurona (nodo neuronal), la cual esta conectada a cada una de sus vecinas en paralelo para realizar la transmisión de la información. En la figura 13 se puede ver un modelo de neurona junto con sus caminos de entrada y conexiones.

En el sistema nervioso, cohabitan unos cien mil millones de neuronas cada una de las cuales puede conectarse con otras 10000 en promedio [4] lo que permite tener un número muy grande de procesadores de información haciendo que la interpretación de la misma se realice a gran velocidad. En una red neuronal quizá el número de procesadores (neuronas) no sea tan grande, pero el principio de funcionamiento es similar y por tanto la velocidad de procesamiento también es alta.

Así como los seres humanos modifican su conducta de acuerdo a la situación particular que se llegue a presentar y aprenden a reaccionar de una determinada forma ante un hecho que se repite, las redes neuronales se adaptan de acuerdo a la función particular de entrada, y si esta se presenta en varias ocasiones, poco a poco representarán más fielmente el patrón de entrada mostrado. Esta adaptación se hace modificando la fuerza de sus conexiones (sus pesos sinápticos) permitiendo de esta forma que el sistema sea flexible a cambios que se pudieran presentar en la entrada.

Figura 13. Modelo de neurona artificial



Las redes neuronales se adaptan fácilmente al entorno modificando sus sinapsis y aprenden de la experiencia pudiendo generalizar conceptos a partir de casos particulares [4]. Esta característica de las redes neuronales permite que sean utilizadas en diferentes actividades cotidianas como el control de procesos industriales, el reconocimiento de vehículos, la previsión del consumo eléctrico entre otras, aunque también pueden ser utilizadas en tareas complicadas como el reconocimiento de patrones, la identificación, la clasificación, la visión, etc.

### 5.1.2 Arquitectura de las redes neuronales artificiales.

Dado que las conexiones sinápticas son direccionales, es decir, la información solo puede propagarse en un único sentido, es común ver que las neuronas se agrupan en unidades estructurales denominadas capas. A ese patrón de conexionado que se forma entre las diferentes capas de la red neuronal se denomina arquitectura.

Tres tipos de capas básicas pueden ser mencionadas:

- Capa de entrada (o sensorial): esta compuesta por las neuronas que reciben los datos y se encargan de alimentar la red neuronal. Algunos autores no consideran la entrada como otra capa [5]
- Capa de salida: es aquella cuyas neuronas proporcionan la respuesta de la red neuronal.
- Capa oculta (capa de neuronas): es aquella que no tiene una conexión directa con el entorno. Esta capa toma los datos de entrada de la capa sensorial, los procesa y los envía a la capa de salida, siendo así la que juega el papel más importante dentro de la red. La capa oculta puede estar dividida en otras capas dependiendo del proceso que se este ejecutando.

La figura 14 muestra la arquitectura de una red neuronal que posee solo una capa de neuronas.

### 5.1.3 Modos de operación.

El aprendizaje en las redes neuronales se puede definir como el proceso por el que se produce el ajuste de los parámetros libres (pesos sinápticos) de la red a partir de un proceso de estimulación por el entorno que rodea a la red [4].

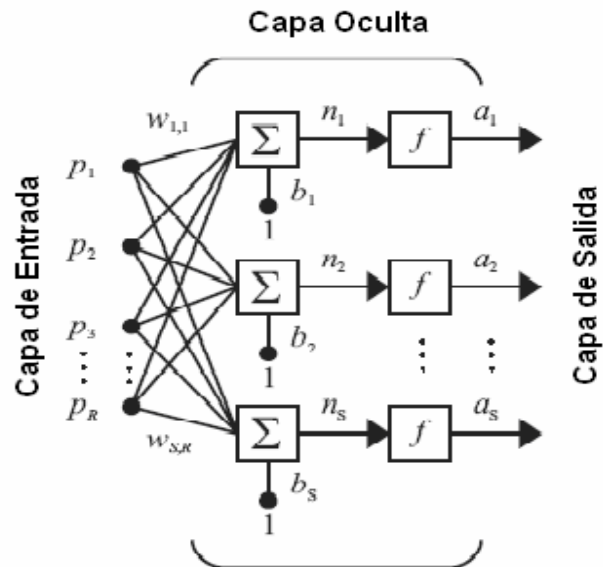
Para ajustar los parámetros mencionados, se pueden utilizar básicamente dos clases de algoritmos, los supervisados y los no supervisados, y cada uno de ellos se selecciona de acuerdo a las necesidades del proceso realizado. Básicamente estos algoritmos se encargan de realizar el modelado de la sinapsis, que consiste en modificar los pesos sinápticos siguiendo una cierta regla de aprendizaje.

#### 5.1.3.1 Aprendizaje supervisado.

Se presenta a la red un conjunto de patrones, junto con la salida deseada u objetivo, e iterativamente esta ajusta sus pesos hasta que su salida tiende a ser la deseada, utilizando para ello información detallada del error que comete en cada paso.

De lo mencionado anteriormente se puede intuir que este proceso de aprendizaje requiere a priori un conocimiento de las salidas a las que debe tender la red neuronal. Este hecho se traduce en una desventaja en modelos en que las salidas no se conocen, y cuando no se dispone de medios para tan siquiera estimarlas es el caso del análisis de datos exploratorio.

Figura 14. Arquitectura de una red neuronal



### 5.1.3.2 Aprendizaje no supervisado.

La autoorganización es una de las características más trascendentales en el campo de las redes neuronales. Ya que las redes pueden aprender a detectar regularidades y correlaciones en sus entradas y adaptar sus futuras respuestas de acuerdo a estas.

A diferencia de lo que sucede en el aprendizaje supervisado, en el no supervisado no se cuenta con un medio externo que juzgue si la red neuronal está operando correcta o incorrectamente, pues no se dispone de ninguna salida objetivo hacia la cual la red neuronal deba tender.

Lo que se desea, y que finalmente es el objetivo de la red no supervisada es que descubra por si misma correlaciones, rasgos comunes, regularidades o clases y que las incorpore en su estructura por medio de los pesos sinápticos, para que luego refleje el resultado en la capa de salida. Por este hecho es que se dice que la red se auto-organiza.

Dado que la única información que se utiliza es la que brinda el vector de entradas (sus diferencias y similitudes), es necesario que exista cierta redundancia en los datos para poder identificar las clases mencionadas.

El tipo más común de algoritmos de aprendizaje o clasificación no supervisada son los algoritmos de análisis de grupos o *clustering*; estos algoritmos tratan de dividir las muestras del conjunto de entrada en una serie de grupos con características comunes. Aunque también se tienen algoritmos

de análisis de similitud entre patrones, de análisis de componentes principales y de memoria asociativa entre otros [4].

Los métodos no supervisados se suelen usar en lo denominado análisis de datos exploratorio, es decir, en una fase del análisis de los datos, cuando no se sabe de antemano cuáles son los grupos naturales que se forman, y se quiere visualizar la abundancia y la relación que hay entre los grupos "naturales" [19].

Uno de los métodos no supervisados más comunes son los mapas auto-organizativos de Kohonen, pero se tiene otro método basado en la regla de aprendizaje de Hebb que consiste en aumentar el valor de los pesos que unen a dos neuronas si se activan a la vez, y disminuir el valor si se activan de forma diferencial.

#### 5.1.3.2.1 Tipos de redes no supervisadas.

Se puede establecer una clasificación para las redes no supervisadas de acuerdo a la cantidad de neuronas de salida que pueden activarse esto es:

- Redes no supervisadas Hebbianas
- Redes no supervisadas competitivas (*Winner Take All*)

Las redes Hebbianas como ya se había mencionado, se basan en la regla de Hebb que enuncia lo siguiente:

*“Cuando un axón de una célula A esta lo suficientemente cerca para excitar a una célula B, y toma parte repetidamente en el proceso de disparo de dicha célula, se produce un cambio metabólico en una o ambas células, que hace que la eficacia con la que A dispara a B se vea incrementada.”*

Esto quiere decir, que cuando una neurona se ve activada por otra se refuerza el peso sináptico que las une. Las redes Hebbianas se caracterizan por el número elevado de neuronas de salida que pueden activarse.

Por el contrario en el caso de las redes competitivas o WTA (por las siglas en inglés de la frase “el ganador toma todo”) solo una neurona (o grupo de vecinas) puede quedar finalmente activada. La base de la operación de este modelo es la competición entre las neuronas materializada en forma de inhibiciones laterales a través de las cuales cada una trata de inhibir a las demás.

La arquitectura de las redes WTA esta compuesta por dos capas (la capa de entrada y la de competición), el objetivo primordial de las neuronas en esta arquitectura es aprender a reconocer grupos de vectores similares de entrada y categorizar estos de acuerdo a sus características. Esta categorización se lleva a cabo con el fin de que datos semejantes hagan reaccionar al mismo grupo de vecinas.

Las neuronas en las redes WTA juegan el papel de "prototipos" de los datos de entrada [23] y compiten por representar estos. Por tanto ante cada patrón de entrada presentado, se van reforzando los pesos sinápticos de las neuronas en la capa de competición cuyo grado de activación haya sido más alto y a su vez estas neuronas ganadoras pueden ir reforzando los pesos de sus

vecinas. La neurona ganadora, junto con los pesos sinápticos de la misma, representan al prototipo que se le asigna al dato de entrada.

Los mapas auto-organizativos de Kohonen son una red WTA, lo que la hace ideal en el reconocimiento de rasgos similares y patrones en un conjunto de datos. Todo lo anterior gracias a las características de competición y de categorización que poseen este tipo de redes.

## 5.2 ESTRUCTURA DE LOS MAPAS AUTO-ORGANIZATIVOS DE KOHONEN

Como se puede ver en la figura 15, el mapa de Kohonen como es característico de una red competitiva es unidireccional y esta formado por dos capas (entrada y competición).

La primera capa esta compuesta por un número de neuronas igual al número de elementos de cada vector de entrada de la red, y es la que se encarga de tomar la señal que alimenta la estructura. En esta capa no se presenta ningún tipo de procesamiento, las neuronas funcionan simplemente como intermediarios, distribuyendo la información procedente del espacio de entrada a las neuronas de la segunda capa.

Por lo anterior, se puede decir que la capa de entrada será un vector  $\vec{X}$  de n componentes, donde n correspondería al número de elementos de entrada de la red.

$$\vec{X} = \{x_1, x_2, x_3, \dots, x_n\}$$

Luego de la capa de entrada se tiene la capa de competición, en ella se ubican las neuronas encargadas del procesamiento del mapa. Cada una de estas neuronas de competición se encuentra conectada a todas las neuronas de entrada, convirtiéndose cada una de estas ultimas de esta forma en un vector de dimensión n, donde los componentes de dicho vector representarían el peso sináptico ( $\vec{W}_i = \{w_1, w_2, w_3, \dots, w_n\}$ ) de la conexión de la neurona de competición con la respectiva neurona de entrada.

Al momento de recibir un vector de entradas, cada neurona calcula su similitud entre este y su vector de pesos sinápticos según un determinado criterio de similitud; la neurona cuyo vector de pesos  $\vec{W}_i$  sea el más similar al vector de entradas será declarada ganadora. La neurona ganadora modifica sus pesos de tal forma que cada vez sea más alto el grado de similitud con el vector de entradas.

La red SOM logra cierta sintonía entre las neuronas que identifican rasgos similares en el espacio de entrada, permitiendo de esta forma que se refleje sobre el mapa el orden topológico del espacio de entrada.

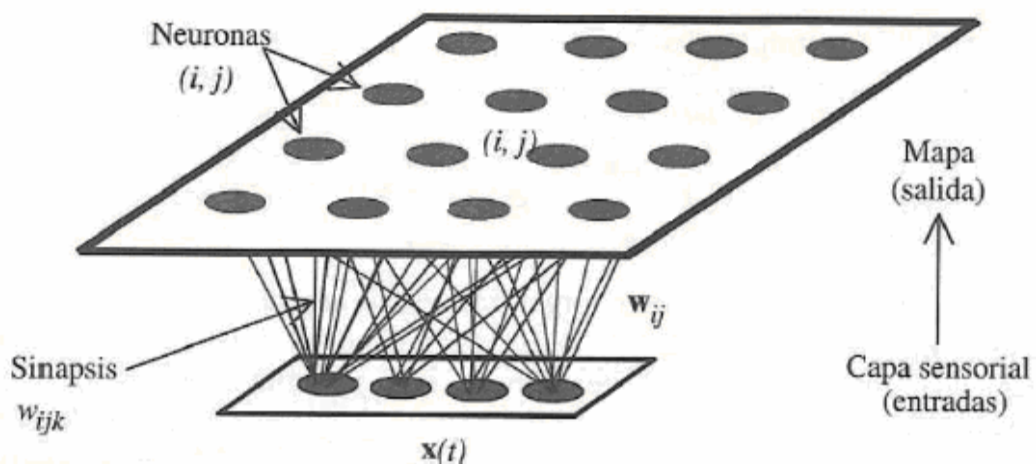
### 5.3 NORMALIZACIÓN

Es bastante común encontrar que los datos utilizados como valores de entrada en el mapa auto-organizativo de Kohonen posean escalas muy diferentes entre si y por tanto se hace necesario realizar un tipo de procesamiento previo a los datos para que las diferencias que existen entre estos no afecten de manera significativa la organización del mapa.

La normalización es un proceso que aunque no es absolutamente necesario en todas las aplicaciones de los mapas auto-organizativos, si puede mejorar significativamente la precisión numérica del mismo ya que todos los valores tenderían a pertenecer a un mismo rango [14].

Típicamente la normalización se ejecuta para controlar la variabilidad de las componentes de un vector. Si algunas componentes del vector tienen una escala que es significativamente más alta que la de los otros componentes, estos componentes serán dominantes en la organización del mapa como ya se había mencionado.

Figura 15. Arquitectura de los mapas auto-organizativos de Kohonen



Entre algunas de las opciones que se tienen para disminuir la variabilidad de las componentes del vector de entradas se cuentan la normalización de la varianza de las componentes del vector o el escalamiento de las componentes del vector de entradas dentro de un rango deseado junto con otras varias técnicas que se pueden aplicar.

Usualmente, la normalización convierte los valores de la variable de tal forma que estos no tengan mucho sentido, es decir, los valores permanecen ordenados, pero su rango puede cambiar de forma radical de tal forma que interpretar estos números en su contexto original sería muy difícil. Por tal razón es importante que los métodos implementados sean reversibles.

### 5.3.1 Técnicas de normalización.

Los procedimientos anteriormente mencionados como la normalización de la varianza y el escalado se pueden realizar de diferentes maneras lo cual esta definido por el tipo de normalización utilizada.

A continuación se presentan algunas de las técnicas de normalización con las que se puede contar y que además se pueden encontrar en la *Toolbox SOM* para Matlab®.

#### 5.3.1.1 Normalización Z-score.

Es una transformación lineal la cual escala los valores de tal que forma que la varianza de los mismos sea igual a 1 y que la media sea igual a cero.

La normalización Z-score esta definida por la siguiente ecuación:

$$x' = \frac{(x - \bar{x})}{\sigma_x}$$

Donde  $x'$  es el valor de la componente normalizada,  $\bar{x}$  es la media de las componentes del vector de entrada  $\vec{X}$  y  $\sigma_x$  es su desviación estándar.

El hecho de trabajar con la media y con la desviación estándar hace que este método no sea muy robusto, ya que las dos cantidades mencionadas son bastante sensibles a los valores atípicos. La normalización Z-score no garantiza un rango numérico común para los valores de salida del proceso, además si la distribución de los datos procesados no es Gaussiana la estimación a pesar de ser aceptable, no es la óptima [12].

#### 5.3.1.2 Normalización Min-max.

Esta normalización escala los valores del vector de entrada entre [0,1] con una transformación lineal sencilla.

Los parámetros de la transformación son el valor mínimo y el valor máximo de las componentes del vector de entrada a los cuales se les asigna el valor de 0 y de 1 respectivamente.

La transformación realizada viene dada por:

$$x' = \frac{(x - \min(x))}{(\max(x) - \min(x))}$$

Este método no es muy robusto ya que es altamente sensible a los atípicos en los datos. Esta normalización si conserva por completo la distribución original de los datos de entrada a excepción de un factor de escala aplicado para que pertenezcan al rango común entre [0,1] [12].

#### 5.3.1.3 Normalización con escalamiento logarítmico.

Esta técnica es adecuada cuando las componentes de un vector se encuentran distribuidas exponencialmente ya que permite una mayor definición de cada una de ellas.

Consiste en la siguiente transformación no lineal:

$$x' = \ln(x - \min(x) + 1)$$

Donde  $\min(x)$  hace referencia a la componente del vector cuyo valor absoluto sea el menor.

La falencia primordial de este método de normalización radica en el hecho de que carece de robustez [12] y la necesidad de que las componentes del vector varíen de forma logarítmica (gran cantidad de valores pequeños y pocos valores grandes) ya que de no ser así cuando se realice la interpretación del mapa se perderá generalidad en los valores altos y se tendrá valores demasiado específicos para los datos de menor magnitud.

#### 5.3.1.4 Otros métodos de normalización.

Los otros métodos de normalización que posee el SOM\_PACK como por ejemplo la normalización por medio de histogramas de igual frecuencia y otros similares no se exponen en esta tesis ya que en su mayoría no son exactamente reversibles, lo que no permite una adecuada interpretación de los mapas al momento del análisis.

#### 5.3.2 Comparación de las diferentes técnicas de normalización.

Ya se vieron las características de los diferentes métodos de normalización mostrando así los pro y los contra de cada una de ellas, en la tabla 13 se muestra un análisis comparativo que busca justificar la selección de la técnica de normalización.

Tabla 13. Comparación de las diferentes técnicas de normalización.

<b>Técnica</b>	<b>Robustez</b>	<b>Funcionalidad</b>	<b>Distribución de los datos</b>
<b>Z-score</b>	No	Alta	Gaussiana
<b>Min - max</b>	No	Alta	Indiferente
<b>Logarítmica</b>	No	Alta	Logarítmica

La técnica de normalización seleccionada es la Min-max ya que tiene una alta funcionalidad, y la distribución de los datos no afecta la calidad del mapeo (medida que se definirá más adelante) como si puede suceder con datos con distribución no Gaussiana en la Z-score o en no logarítmicos en la de escalamiento logarítmico.

Un valor adicional de las normalizaciones lineales es que conservan la distribución original de los datos (como se puede apreciar en la figura 16) lo que permite realizar alguna abstracción directamente de la gráfica incluso estando normalizada.

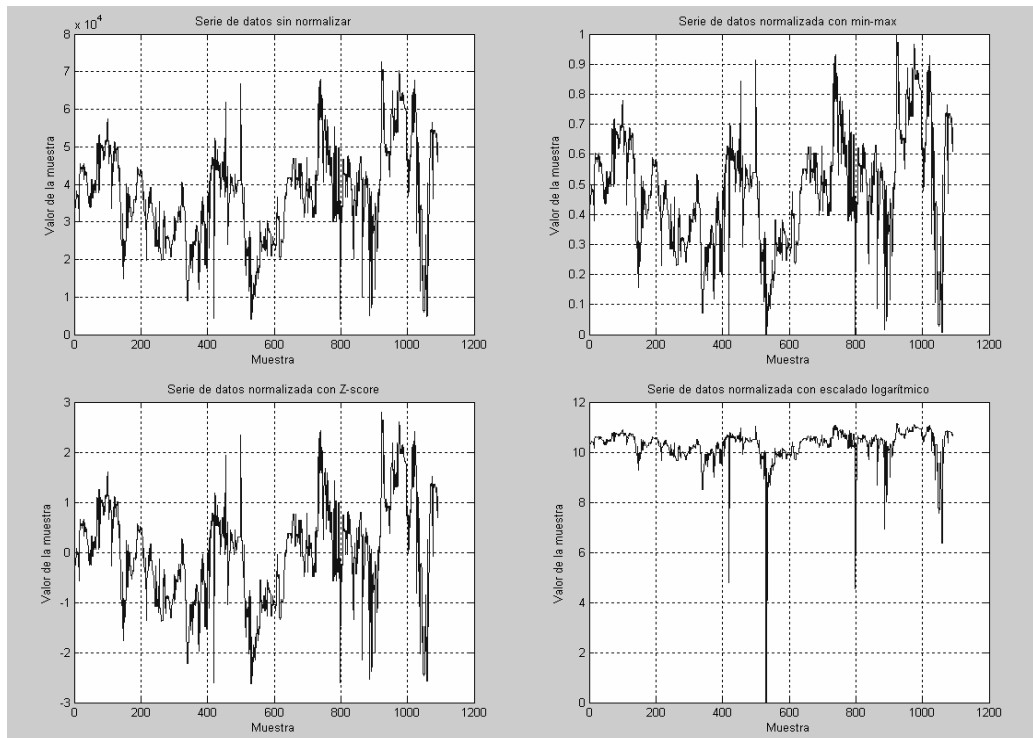
La falta de robustez de las técnicas no es una situación problemática, ya que dado que a los datos previamente se les han eliminado la mayoría de atípicos estos no afectaran al final la normalización. Por tanto no se hace necesario utilizar una técnica más robusta y por ende un poco más complicada que al final pudiera traducirse en una interpretación errónea de la salida del mapa.

## 5.4 ALGORITMO DE APRENDIZAJE

Se pueden mencionar en general que existen dos algoritmos de aprendizaje en las redes SOM, el algoritmo de aprendizaje secuencial (*sequential training*) y el algoritmo de aprendizaje grupal (*batch training*).

Independientemente de cual de los procesos de aprendizaje mencionados se utilice, el aprendizaje esta comprendido por dos fases fundamentales, una ordenación global y un ajuste fino donde cada neurona se especializa en el parámetro detectado.

Figura 16. Comparación de la distribución de los datos luego de normalizarlos.



La diferencia básica entre los dos algoritmos de aprendizaje radica en la forma en la cual son presentados los datos de entrada a las neuronas que componen la red neuronal. También se encuentran algunas diferencias en los parámetros utilizados tanto en uno como en el otro algoritmo.

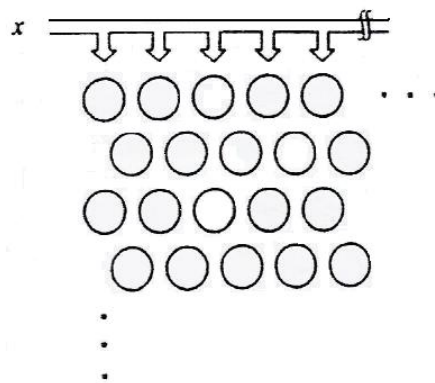
### 5.4.1 Algoritmo de aprendizaje secuencial.

Teóricamente es el algoritmo más sencillo de los dos, ya que la complejidad matemática que este requiere no es muy alta y el procedimiento es bastante simple.

Este algoritmo puede ser visto y definido como un proceso de regresión iterativo, en donde solo una parte del conjunto de modelos es procesado en cada paso. Una ilustración grafica del proceso de aprendizaje secuencial se muestra en la figura 17.

El primer paso de este algoritmo es la inicialización de los pesos que componen el vector  $\bar{W}_i$ . En el punto inicial del procesamiento se pueden tener diferentes posibilidades de valores para los pesos sinápticos, esto es, pesos nulos, pesos de valor absoluto pequeño seleccionados aleatoriamente o pesos con un valor de partida determinado.

Figura 17. Ilustración del proceso de aprendizaje secuencial



Del valor seleccionado para los  $w_i$  solo depende la velocidad en que se amolden las diferentes neuronas al vector de entradas y a los rasgos del mismo, ya que sin importar los valores del estado inicial de los pesos sinápticos, estos conseguirán el arreglo bidimensional que represente el espacio de entrada, lo cual es el efecto básico de la autoorganización.

El segundo paso en este algoritmo de aprendizaje es la presentación del vector de entradas a la red neuronal. Aunque dado que es un proceso iterativo, en cada paso de entrenamiento se selecciona arbitrariamente solamente una muestra del vector de entradas.

El tercer paso es el cálculo de la similitud entre el vector de pesos sinápticos y el actual vector de entradas. Esto se logra con el uso de un criterio como la distancia euclidiana (mostrada en la siguiente ecuación) o con el producto punto que son los criterios comúnmente utilizados.

$$d^2(w_i, x) = \sum_{k=1}^n (w_{ik} - x_k)^2$$

El cuarto paso es la determinación de la neurona ganadora que según los criterios mencionados anteriormente correspondería a:

Si se utiliza la distancia euclidiana sería la neurona cuyo vector de pesos tenga la menor distancia euclidiana al vector de entradas

$$\|x - w_c\| = \min\{\|x - w_i\|\}$$

Si se utiliza el producto punto, dado que se está buscando el vector de pesos que tenga el ángulo más pequeño con respecto al vector de entradas, la neurona ganadora correspondería a la cual posea el mayor producto interno entre su vector de pesos y el vector de entradas mostrado.

$$x \bullet w_c = \max\{x \bullet w_i\}$$

La neurona cuyo vector de pesos este más cerca del vector de entrada  $\vec{X}$  cualquiera sea el criterio de distancia aplicado es llamada la “unidad mejor ajustada” (BMU por sus siglas en ingles)  $w_c$ .

En esta tesis el criterio de similitud utilizado es la distancia euclidiana ya que es un método sencillo, confiable, y el cual tienen una fundamentación teórica más fuerte en esta clase de aplicaciones. Además cabe agregar que el criterio del producto punto causa una disminución considerable en la velocidad de cómputo del algoritmo de entrenamiento [14].

El quinto paso es la actualización de los pesos sinápticos del nodo ganador y de sus vecinos, esto se hace con el fin de que la BMU se mueva cerca del vector de entrada. Los vecinos topológicos de la BMU son tratados de forma similar, este procedimiento de adaptación se muestra en la figura 18.

Cabe anotar que el ajuste de pesos solo se realizará a la neurona ganadora y a sus vecinas ya que el objetivo buscado es que dicha neurona se especialice en patrones de entrada similares.

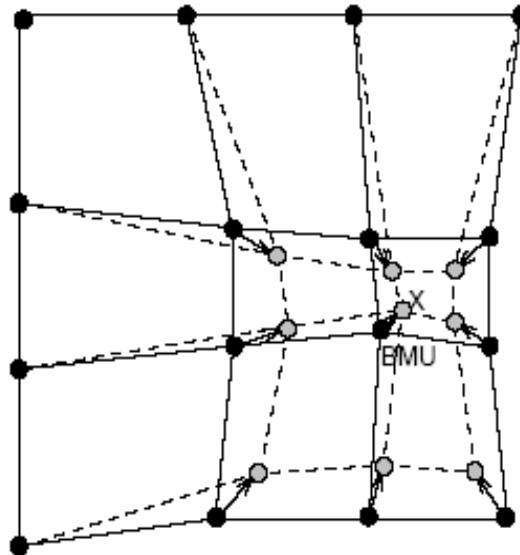
La regla de actualización para la neurona  $i$  esta regida por la siguiente ecuación:

$$w_i(t+1) = w_i(t) + \alpha(t)h_{ci}(t)[x(t) - w_i(t)]$$

Donde  $t$  denota la etapa que se está revisando, la  $x(t)$  es la muestra del vector de entrada,  $h_{ci}(t)$  es el kernel de vecindad o función de vecindad alrededor de la unidad ganadora  $c$  y  $\alpha(t)$  es el valor de la tasa de aprendizaje en la etapa  $t$ .

Como ya se había mencionado, el entrenamiento se lleva a cabo en dos fases. En la primera fase, se tienen valores grandes de  $\alpha$  y del radio de vecindad lo que provoca cambios relativamente bruscos en la organización de las neuronas. En la segunda fase ambos valores son pequeños para que la red se establezca y busque convergencia. Este procedimiento corresponde a primero un ajuste del mapa aproximadamente al mismo espacio que los datos de entrada y luego se hace un ajuste fino de este.

Figura 18. Actualización de la BMU<sup>9</sup>



Fuente. Manual del usuario de la *Toolbox* SOM para Matlab®<sup>10</sup>

Una vez realizados los procesos anteriores se verifica si se alcanzó el número máximo de iteraciones y si no es así, se procede de nuevo al segundo paso del algoritmo.

#### 5.4.2 Algoritmo de aprendizaje grupal.

También el algoritmo de aprendizaje grupal (batch training) es iterativo, pero en lugar de usar un solo vector en cada iteración, todo el conjunto de datos es presentado al mapa completo antes de que cualquier ajuste sea hecho, de esta característica es que se desprende su nombre.

El primer paso al igual que en el algoritmo de aprendizaje secuencial es inicializar los pesos sinápticos  $w_i$ , los cuales pueden ser seleccionados aleatoriamente o con los mismos criterios mencionados en la sección anterior.

El segundo paso de este algoritmo es la presentación de la muestra del vector de entradas  $x(t)$  al mapa.

<sup>9</sup> El punto marcado con una x representa la muestra del vector de entradas. Las líneas sólidas y las punteadas representan la situación antes y después del entrenamiento.

<sup>10</sup> Corresponde a la referencia bibliográfica [13]

Hecho lo anterior, se procede al tercer paso donde se compara cada  $x(t)$  con todos los  $w_i$ , y se copia el vector  $x(t)$  dentro de un subconjunto asociado con el nodo que posea el vector de pesos sinápticos más similar a  $x(t)$  en relación a la medida de distancia establecida (distancia euclidiana como ya se había mencionado), este subconjunto también es conocido como conjunto Voroni [14].

Cuando todos los  $x(t)$  son distribuidos dentro de los respectivos subconjuntos de la forma mencionada, el siguiente paso es considerar el vecindario  $N_i$  alrededor del modelo  $w_i$  como se muestra en la figura 19. Allí  $N_i$  consiste en todos los nodos dentro de un cierto rango en la cuadrícula dado por la función de vecindad, medido desde el nodo  $i$ .

Hecha la unión de todos los subconjuntos en  $N_i$ , la siguiente tarea es encontrar la muestra “más intermedia”  $\bar{x}_i$ , definida como aquella muestra que tiene la menor suma de distancias a partir de todas las demás muestras  $x(t)$  que pertenecen a  $N_i$ . Esta muestra  $\bar{x}_i$  es ahora llamada la media generalizada en la unión de los subconjuntos.

La siguiente fase en el proceso es formar  $\bar{x}_i$  para cada nodo de la forma mostrada anteriormente, siempre considerando el vecindario  $N_i$  alrededor de cada nodo  $i$ , y modificar el valor de  $w_i$ .

Para hacer lo anterior, se calcula en primera instancia la suma de los vectores en cada uno de los conjuntos Voroni así:

$$s_i(t) = \sum_{j=1}^{nv_i} x_j \Rightarrow \bar{x}_i = \frac{s_i(t)}{nv_i}$$

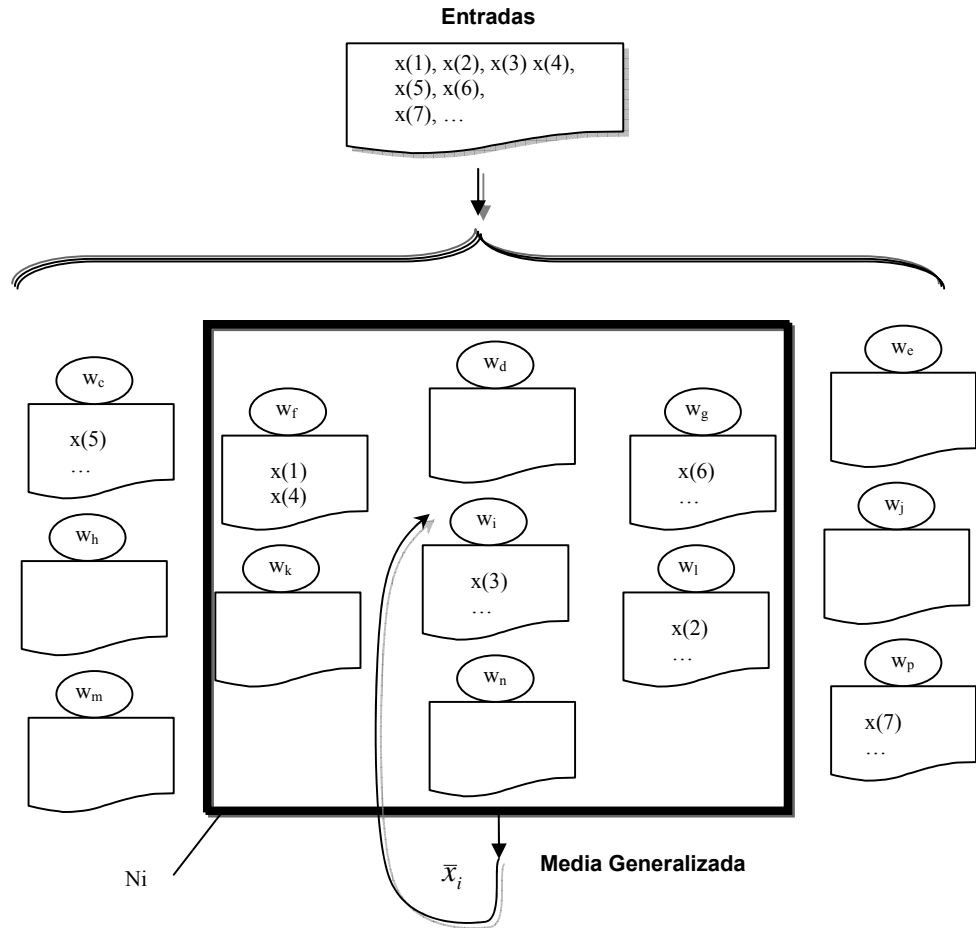
Donde  $nv_i$  es el número de muestras en el conjunto Voroni de la unidad  $i$ . Por tanto los nuevos valores de pesos pueden ser calculados como:

$$w_i(t+1) = \frac{\sum_{j=1}^m h_{ij}(t) s_j(t)}{\sum_{j=1}^m nv_j h_{ij}(t)}$$

Donde  $m$  es el número de unidades del mapa y  $h_{ij}(t)$  es la función de vecindad.

El proceso anterior se repite, en otras palabras, la  $x(t)$  original es distribuida de nuevo en cada subconjunto (los cuales ahora cambiarán), y los nuevos  $w_i$  son calculados, esto se hace hasta que se alcance el número máximo de iteraciones que debe ser proporcional al número de datos de entrada.

Figura 19. Ilustración del proceso de aprendizaje grupal



Fuente. Teuvo Kohonen - Self Organizing Maps -tercera edición.

El tamaño de  $N_i$  se irá encogiendo en cada paso de tal forma que en las ultimas iteraciones, este probablemente solo contendrá al elemento  $i$ .

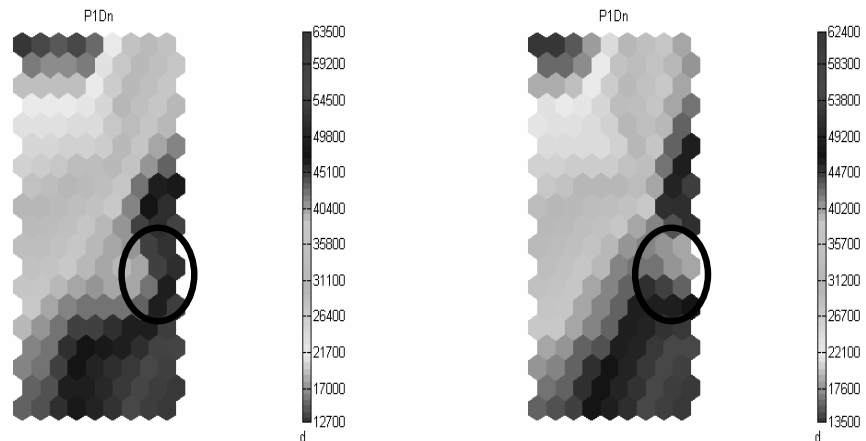
#### 5.4.3 Comparación de los algoritmos de aprendizaje.

Es claro que cualquiera de los dos algoritmos anteriormente expuestos puede ser utilizado en el análisis que se quiere realizar en esta tesis, ya que los resultados obtenidos a partir de cada uno de ellos son muy similares como se puede ver en la figura 20.

Pero desde un punto de vista practico, es importante contar con un método que además de la rapidez computacional que pueda ofrecer, no presente problemas en la aplicación del mismo.

Por todo esto en la tabla 14 se presenta una breve comparación de las características de los dos algoritmos de aprendizaje para de esta forma justificar la selección realizada.

Figura 20. Comparación de mapas entrenados con el algoritmo de aprendizaje grupal y el secuencial<sup>11</sup>



En vista de lo anterior, el algoritmo de aprendizaje seleccionado es el grupal ya que ofrece las mejores características entre los dos presentados. Además cabe anotar que la diferencia total en tiempos de procesamiento (esto es debido a que el algoritmo de entrenamiento secuencial requiere un mayor número de iteraciones que el grupal) es de aproximadamente 20 veces [13].

Tabla 14. Comparación de las características de los algoritmos de aprendizaje

Características	Algoritmo secuencial	Algoritmo grupal
<b>Tiempo de computo</b>	En los procesamientos realizados de 3 a 5 veces mayor que en el grupal para el mismo número iteraciones.	Muy corto y además se puede tener una solución adecuada con un menor número de iteraciones que en el secuencial.
<b>Complejidad matemática</b>	Baja	Media
<b>Convergencia</b>	Se pueden tener problemas de convergencia por el factor $\alpha$ [14].	No se tienen problemas de convergencia
<b>Calidad de mapeo</b>	El error de mapeo que se definirá en secciones posteriores es mayor en el aprendizaje secuencial.	

<sup>11</sup> El mapa de la derecha corresponde al entrenamiento con el algoritmo grupal y el de la izquierda con el secuencial. La zona dentro de la circunferencia marca la diferencia entre los dos mapas. Obsérvese que tiene mejor demarcadas las zonas el entrenamiento con el algoritmo grupal.

## 5.5 GRADO DE VECINDAD

El grado de vecindad en un mapa auto-organizativo de Kohonen esta gobernado principalmente por tres factores el radio de vecindad  $N$ , la topología del mapa y la función de vecindad  $h(t)$ . Estos factores determinan las relaciones que existen entre las neuronas que se encuentran próximas en el mapa a la neurona ganadora.

### 5.5.1 Topología del mapa.

La topología de la vecindad del mapa básicamente se utiliza para determinar el número de vecinas inmediatas de una neurona dada. En la figura 21 se pueden apreciar las diferentes topologías con las que se puede contar.

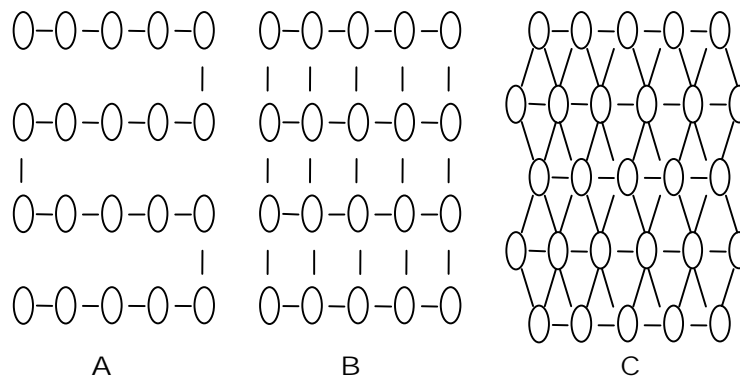
Aunque la topología rectangular es la más popular [19], la topología hexagonal es mucho más efectiva para exposición visual [14] que es en últimas lo que se desea que el mapa haga, una muestra visual de los posibles patrones que existan dentro del conjunto de entrada. Por tanto la hexagonal es la topología seleccionada para los diferentes mapas realizados en esta tesis.

### 5.5.2 Radio de vecindad.

El radio de vecindad se puede definir como la distancia en la cual las neuronas vecinas aun se ven afectadas por efecto de la modificación de los pesos de la neurona ganadora. A medida que avanza el aprendizaje y dependiendo del número de iteraciones utilizadas en este proceso el radio de vecindad se va haciendo cada vez más pequeño.

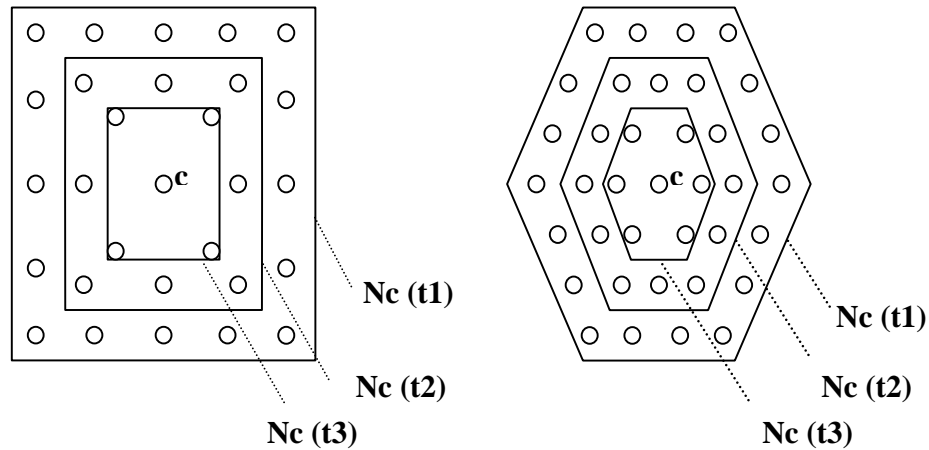
En la figura 22 se puede ver como va variando este radio de dependiendo de la topología utilizada.

Figura 21. Tipos de topología<sup>12</sup>



<sup>12</sup> A. Topología lineal (2 vecinas), B. Topología rectangular (4 vecinas), C. Topología hexagonal (6 vecinas).

Figura 22. Variación del radio de vecindad dependiendo del tipo de topología<sup>13</sup>



### 5.5.3 Función de vecindad.

La función de vecindad es incluida en el modelo de los mapas auto-organizativos con el fin de que esta establezca las relaciones que deben existir entre neuronas vecinas.

Esta función cuantifica numéricamente el grado de vecindad de una neurona con respecto a la ganadora en función de la distancia que la separa de esta última. Para ello define un entorno alrededor de la neurona ganadora actual (la vecindad) el cual corresponde a la región de influencia que la muestra de entrada tiene sobre el SOM, y hace que dentro de esta región el efecto del aprendizaje sea proporcional a la distancia con respecto a esta.

La inclusión de esta función de vecindad en el modelo aporta el hecho de que el ritmo de convergencia se mejora y el sistema es más robusto frente a las variaciones en los valores iniciales de los pesos. Dando un valor agregado a los SOMs sobre otros modelos de aprendizaje competitivo.

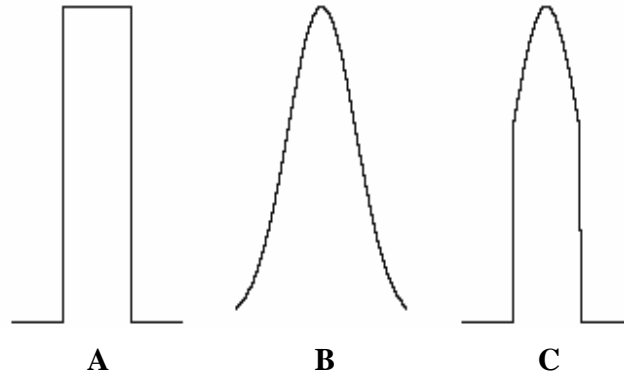
Algunas de las funciones de vecindad que se pueden tener se muestran en la figura 23.

La figura 23A es una función de vecindad tipo 'cuadrada' y esta definida por la ecuación:

$$h_{ci}(t) = l(N_t - d_{ci})$$

<sup>13</sup>  $t_1 < t_2 < t_3$

Figura 23. Funciones de vecindad



La figura 23B es una función de vecindad tipo ‘campana de Gauss’ y esta definida por la ecuación:

$$h_{ci}(t) = \ell \frac{d_{ci}^2}{2N_t^2}$$

La figura 23C es una función de vecindad tipo ‘campana de Gauss cortada’ y esta definida por la ecuación:

$$h_{ci}(t) = \ell \frac{d_{ci}^2}{2N_t^2} l(N_t - d_{ci})$$

Donde  $d_{ci}$  es la distancia entre la unidad ganadora  $m_c$  y  $mi$  del mapa,  $N_t$  es el radio de vecindad en el tiempo  $t$  y generalmente toma el valor de 2 como condición inicial [13], y además  $l(x) = 0$  si  $x < 0$  y  $l(x) = 1$  si  $x \geq 0$ .

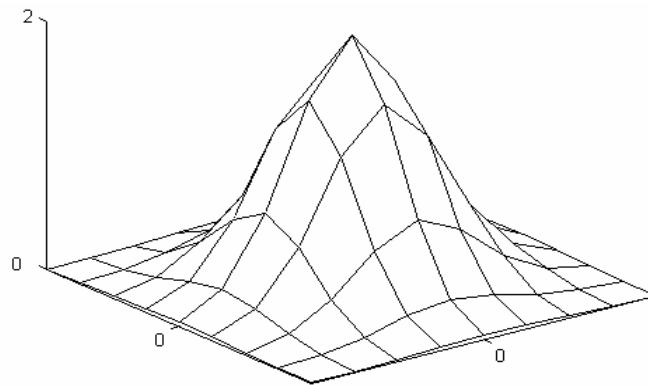
Cualquiera de las funciones de vecindad anteriormente mostradas puede ser utilizada en una aplicación de SOM, pero se debe tener en cuenta la forma en que cada una de ellas modifica los valores de los pesos sinápticos de las neuronas vecinas a la ganadora.

Por ejemplo se puede ver que si la función aplicada es una función cuadrada, se tendrá un sector donde la variación de los pesos sinápticos de las neuronas vecinas va a ser idéntica a la de los pesos de la neurona ganadora, y se tendrá otro sector donde no existe variación alguna. Otra opción sería aplicar la función campana de Gauss cortada pero la variación de esta a pesar de que inicialmente se adecua a la condición de que disminuya con la distancia, luego tiene un cambio abrupto lo que genera que de allí en adelante las modificaciones en los vectores de pesos sinápticos sean nulas.

En cambio si se utiliza una función de vecindad tipo campana de Gauss se tiene una variación uniforme en todas direcciones la cual va disminuyendo a medida que la distancia con el centro de la función (neurona ganadora) va aumentando. En la figura 24 se puede apreciar la forma de la variación mencionada.

En vista de que la distribución de la campana de Gauss es la que mejor se adapta a las condiciones de refuerzo e inhibición deseadas para el estudio (reforzar a la ganadora e inhibir a las más alejadas de esta), se selecciona esta como función de vecindad.

Figura 24. Forma de la variación de los pesos sinápticos cuando se usa una función de vecindad tipo campana de Gauss.



## 5.6 SOM\_PACK

Como se pudo apreciar en las secciones anteriores los mapas auto-organizativos de Kohonen requieren de una serie de cálculos que pueden ser algo tediosos de realizar manualmente, y si sumado a esto se tiene el hecho de que es necesario repetirlos cientos e incluso hasta miles de veces, se hace necesario contar con una herramienta computacional que integre dichos cálculos.

Además no basta solo con los cálculos numéricos realizados para aprovechar al máximo el mapa de Kohonen, es necesario poder apreciar visualmente la proyección bidimensional del espacio de entrada que realizó este método, para de esta forma lograr la interpretación de los resultados.

En la búsqueda de software que se hizo con el fin de hallar una herramienta que uniera los dos aspectos anteriormente mencionados (el numérico y el grafico) se encontraron diversas opciones entre las cuales se cuentan:

- Neuro solutions for Matlab® de la empresa NeuroDimension
- Databionics ESOM Tools de la empresa Databionics

- SOM\_PACK desarrollado por el laboratorio de computación y ciencias de la información de la Universidad Tecnológica de Helsinki liderado por Teuvo Kohonen.

Todas estas herramientas eran las que mejor combinaban los aspectos ya mencionados, pero algunas de ellas resultaban bastante desfavorables para el proyecto, ya fuera por su elevado costo o por la imposibilidad de acceso al código fuente de la misma. Las características de estas herramientas se presentan en la tabla 15.

Tabla 15. Comparación de características de las diferentes herramientas software

<b>Características</b>	<b>Neuro Solutions</b>	<b>Databionics ESOM</b>	<b>SOM_PACK</b>
<b>Interfaz de usuario</b>	Si	Si	Si
<b>Documentación</b>	Si	Si	Si
<b>Costo</b>	Alto	Ninguno	Ninguno
<b>Acceso al código fuente</b>	No	No	Si

La herramienta seleccionada es el SOM\_PACK ya que cumple con los requerimientos del proyecto tanto técnicos como económicos, y además ofrece la ventaja de permitir el libre acceso al código fuente, lo que permite tener seguridad con respecto a los procesos realizados.

El SOM\_PACK esta compuesto por un conjunto de archivos desarrollados en Matlab® (archivos de extensión .m) que unidos conforman las así llamadas *Toolbox*.

Esta *Toolbox* para Matlab® esta conformada por dos tipos de archivos básicamente, los archivos del paquete básico que ejecutan los diferentes procesos con opciones por defecto o con pequeñas variaciones de las mismas y de una forma muy general, y los archivos de las subrutinas de bajo nivel que ejecutan los diferentes procesos pero etapa por etapa permitiendo así un rango de modificación mucho más alto.

En los archivos que conforman la *Toolbox* están incluidas rutinas donde se han optimizado detalles como el número de neuronas utilizado, los valores de inicialización y las secuencias apropiadas de aprendizaje ya que con la descripción general que se da en la literatura de los diferentes algoritmos, resulta bastante complejo establecer estos sin tener una muy amplia experiencia.

Entre las características de la *Toolbox* se pueden mencionar las siguientes:

- Ofrece la posibilidad de realizar el entrenamiento por medio del algoritmo de aprendizaje secuencial o el grupal.
- Permite trabajar con topologías cuadradas y hexagonales.

- El tamaño del mapa puede ser en teoría ilimitado pero se debe tener en cuenta que la velocidad de procesamiento es inversamente proporcional al tamaño del mapa y el consumo de memoria es directamente proporcional a este.
- La inicialización de los pesos sinápticos puede ser aleatoria o lineal.
- Incluye las diferentes funciones de vecindad mencionadas en la sección 5.5.3.
- Brinda la posibilidad de evaluar la calidad del mapeo por medio de criterios como el error de cuantización y el error topográfico que se definirán en secciones posteriores.
- Contiene una amplia gama de opciones de visualización de los resultados obtenidos.

A continuación se muestran en detalle algunos de los procesos desarrollados por la SomToolbox. En el anexo C de este documento se presenta un compendio de los comandos más importantes utilizados en esta herramienta para facilitar futuras aplicaciones.

#### 5.6.1 Número de unidades (neuronas) utilizadas.

Teóricamente debido a la estructura de los mapas auto-organizativos expuesta en la sección 5.2, podría decirse que el número de neuronas utilizadas en el mapa, debe ser igual al número de datos de entrada, esto con el fin de tener una representación exacta de dicho vector. Pero es probable que al tomar el número de unidades mencionado, se tengan una gran cantidad de ellas no asociadas al espacio de entrada.

Con el fin de obtener un número de unidades optimo con el cual no se pierda generalidad en la proyección del espacio de entrada y se minimice el número de unidades las cuales no tengan relación alguna con el vector que representa este espacio, se aplica un muy sencillo pero eficaz análisis de componentes principales (PCA por sus siglas en ingles).

Para aplicar el PCA se debe definir primero la matriz de covarianza [14] que esta dada por la ecuación:

$$\Psi \approx \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (x(t) - \bar{x})(x(t) - \bar{x})^T$$

$$\Psi_{i,j} = \begin{vmatrix} \Psi_{1,1} & \Psi_{1,2} & \cdots & \Psi_{1,j} \\ \Psi_{2,1} & \Psi_{2,2} & \cdots & \Psi_{2,j} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \Psi_{j,2} & \Psi_{j,2} & \cdots & \Psi_{j,j} \end{vmatrix}$$

Donde  $x(t)$  corresponde al vector de entradas,  $\bar{x}$  corresponde a la media del vector de entradas y  $j$  e  $i$  corresponden al número de las variables en consideración.

El propósito de utilizar el PCA es reducir la dimensión del vector de entradas intentando expandir los datos en aquella dimensión donde estos tengan la mayor varianza de todas.

En el PCA se definen dos ejes principales, el primero, que esta orientado en la dirección de la más alta de las varianzas, y el segundo que es ortogonal al primero y esta orientado hacia donde la varianza residual es la más alta.

Los ejes principales entonces están definidos por los dos vectores propios de la matriz de covarianza de los datos de entrada que tienen los valores propios más grandes [14]. Con estos vectores propios se forma un subespacio lineal bidimensional donde se define la superficie del mapa, ya sea esta rectangular o hexagonal, y las dimensiones de este subespacio corresponderán a los dos valores propios más grandes.

Si se quiere entonces obtener una superficie aproximadamente uniforme y óptima en el mapa, el número de unidades en las direcciones horizontal y vertical respectivamente debe ser muy similar a los dos valores propios más grandes obtenidos.

#### 5.6.2 Inicialización de los pesos sinápticos.

Como se menciona anteriormente, la SomToolbox permite inicializar los pesos sinápticos de forma aleatoria o de forma lineal.

En la inicialización aleatoria, se aprovecha el principio de la auto-organización y simplemente se le asignan valores a los pesos sinápticos sin ninguna regla específica. El hecho de utilizar este tipo de inicialización, hace que se requiera una primera etapa de ordenamiento de los datos (algunos cientos de iteraciones) lo que hace que el proceso sea un poco más lento.

En la inicialización lineal se aprovecha el PCA realizado para determinar el tamaño del mapa y se le dan a los pesos sinápticos los valores de los puntos que determinan el subespacio generado [14]. El hecho de ya tener ordenados los datos permite una mayor velocidad de procesamiento.

#### 5.6.3 Número de iteraciones.

El número de iteraciones utilizadas en el entrenamiento como bien se recalcó depende del algoritmo que se utilice (el algoritmo grupal mucho más rápido que el secuencial). El número óptimo de iteraciones resulta bastante difícil de establecer ya que no se cuenta con un criterio para calcular este.

En la práctica con el fin de suplir esta necesidad se aplican métodos empíricos que han sido desarrollados producto de la experiencia en el manejo de la herramienta. En esta tesis se aprovecha el método aplicado en la *Toolbox* que consiste en lo siguiente:

- Se define la relación que existe entre el número de unidades del mapa y la longitud de los datos de entrada (*mpd*).

$$mpd = \frac{\#de\_unidades\_del\_mapa}{Longitud\_del\_vector\_de\_entradas}$$

- Como ya se mencionó, es necesario en primer lugar utilizar algunas iteraciones para realizar un ajuste global de los datos, y luego utilizar un número mayor de iteraciones para realizar el ajuste fino del mapa. Para el ajuste global se recomienda que el número de iteraciones sea:

$$\#iteraciones = 40 * mpd$$

Y que para el ajuste fino sea de:

$$\#iteraciones = 160 * mpd$$

Para un total de  $200 * mpd$  iteraciones que arrojan un resultado aceptable en lo referente a calidad del mapeo.

#### 5.6.4 Visualización.

Una vez entrenado el mapa se hace necesaria una representación visual del mismo para poder extraer los diferentes resultados. Esta *Toolbox* contiene diferentes métodos de visualización entre los que se destacan la U-matriz y las componentes planas.

Las rutinas mencionadas crean una visualización básica del SOM, ya sea la U-matriz (matriz de distancia unificada) o las componentes planas, cada unidad del mapa es representada por un polígono al cual se le puede especificar su color, tamaño y forma en distintas maneras. Lo usual para definir estos parámetros es seleccionar la topología y el tamaño usados en el entrenamiento del mapa y los colores se asignan de acuerdo al resultado final del entrenamiento o de acuerdo a la salida del cálculo de la U-matriz.

La U-matriz visualiza la distancia entre las unidades vecinas del mapa y ayuda a ver la estructura *cluster* del mismo. Los valores altos de la U-matriz indican el borde de un *cluster* y las áreas uniformes de valores bajos indican los *cluster* en si mismos. Todas las variables cubiertas por el análisis o simplemente una parte de ellas puede ser utilizada para calcular la U-matriz.

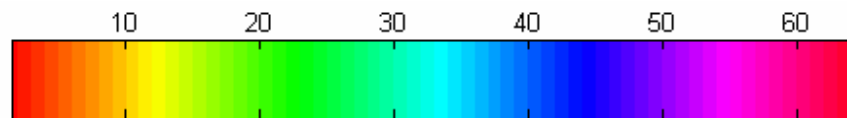
Este es un método de visualización muy general que es de gran utilidad para detectar *clusters* (proceso que de todas formas termina siendo bastante objetivo por los límites que se deben fijar para los *clusters* [19]), pero no aporta información muy clara acerca de cada variable en particular.

El otro método de representación mencionado es el de las componentes planas, cada una de ellas muestra los valores de una variable en cada unidad del mapa, permitiendo de esta forma apreciar como se distribuyen los valores a lo largo y ancho del mismo.

A través de estas componentes planas se puede observar patrones emergentes de la distribución de los datos sobre el SOM, se pueden detectar correlaciones entre las variables y todo esto simplemente usando el patrón de colores para cada componente plana [25].

Las componentes planas y las U-matrices están acompañadas de un patrón de colores que muestra los valores de la variable, estos colores van variando conforme la magnitud de la variable mencionada aumente o disminuya. En la figura 25 se puede apreciar uno de los patrones de colores mencionados viéndose allí que los valores aumentan de izquierda a derecha, y que conforme sucede esto los colores del patrón también van cambiando.

Figura 25. Patrón de colores que acompaña a las componentes planas y a la U-matriz.

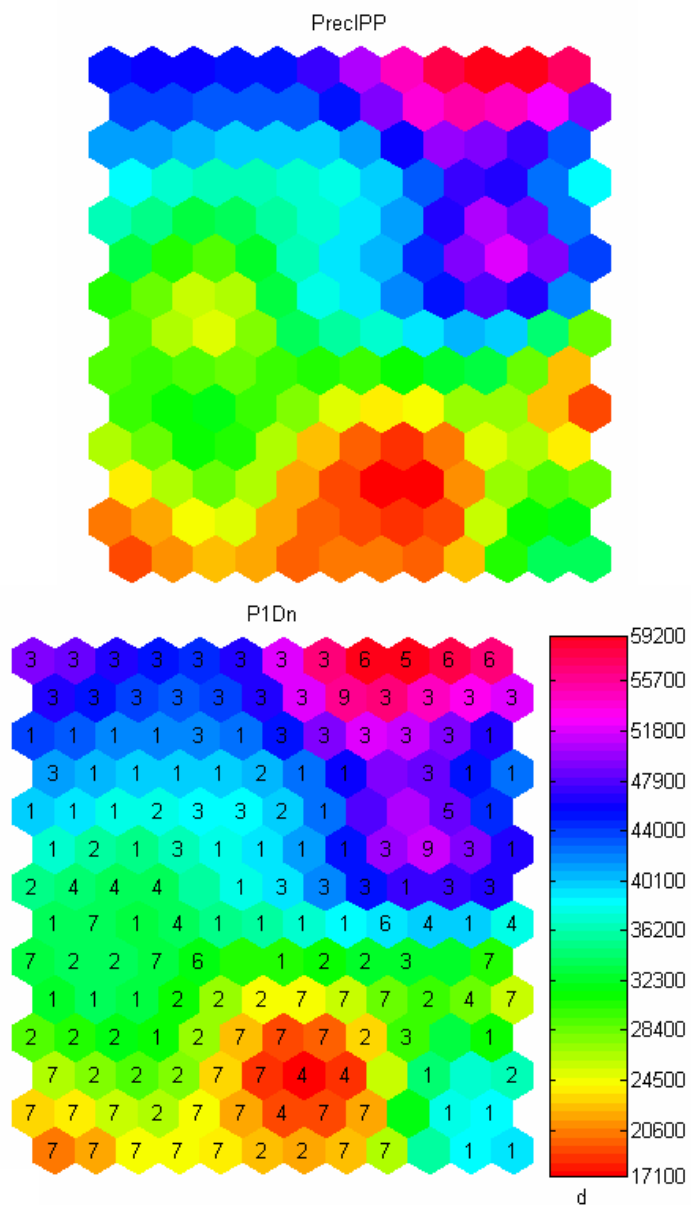


A pesar de que el algoritmo de Kohonen es no supervisado, en la mayor parte de los casos se pueden usar etiquetas para tener un medio de identificación de la posición que ocupa dentro del mapa cada uno de los datos que le han sido ingresados a la red. Estas etiquetas pueden corresponder a una descripción de cada una de las variables, o a una variable general que se vea afectada por todas las que conforman el grupo de datos de entrada.

Este proceso de “etiquetado” del mapa es comúnmente conocido como calibración, y consiste en asignar a cada unidad la etiqueta correspondiente a la BMU producto del entrenamiento.

En la figura 26 se tiene un ejemplo de visualización de los SOM por medio de las componentes planas.

Figura 26 Ejemplo de visualización de los SOM<sup>14</sup>



La interpretación de la visualización anterior se puede hacer de la siguiente manera:

- Si se toma una sola unidad del mapa, por ejemplo la unidad que se encuentra en la esquina superior derecha, esta tiene valores altos para P1Dn y para el precio de oferta.

<sup>14</sup> El conjunto de datos utilizado para el entrenamiento de este SOM, esta constituido por las diferentes variables mencionadas en el capítulo 2. En este ejemplo de visualización se muestran las distribuciones del precio de oferta afectado con el IPP y la de la variable P1Dn.

- Una forma más general de interpretar el mapa es tomar todo el grupo de etiquetas de un mismo tipo y observar en que intervalo de valores se encuentra este. Por ejemplo se puede decir producto de los mapas obtenidos, que las ofertas de precio que estén dentro del rango de la etiqueta 1, están asociadas con valores intermedios de PIDn. Este mismo razonamiento se puede hacer con las demás etiquetas.

Como se pudo apreciar en el ejemplo, en el grupo de datos que se utiliza en el análisis motivo de esta tesis se usan los precios de oferta como etiquetas, pero dado que el número de datos es muy grande, son etiquetas muy largas y además individualizadas para cada precio de oferta que se tenga, se hace necesario realizar un procedimiento de pre-procesamiento a estos datos, para que las etiquetas tengan la estructura de las del ejemplo (pocas y cortas).

El pre-procesamiento realizado se muestra en detalle en el capítulo 6 de este proyecto.

#### 5.6.5 Calidad del mapeo.

Una vez obtenido el mapa, se hace necesario contar con un método que establezca si el mapeo realizado es adecuado y si el número de iteraciones utilizado para el entrenamiento es el adecuado.

Típicamente la calidad del mapa es medida en términos de los datos de entrenamiento. Se puede tener un mapa de calidad si la distancia euclidiana entre el vector de entradas y su BMU es la mínima y además si la distribución de las BMUs en el mapa es la adecuada.

La SomToolbox ofrece como medidas de calidad el error de cuantización promedio (medida de la resolución del mapa) y el error topográfico (medida de la preservación de la topología).

El error de cuantización está definido como la distancia promedio entre cada vector de entradas y su BMU. El error topográfico está definido como la porción de todos los vectores de datos para los cuales la primera y la segunda BMU (la segunda unidad más cercana al vector de entradas) no son unidades adyacentes.

Dado que se está utilizando una función de vecindad el error de cuantización matemáticamente puede ser definido por [27]:

$$e(t) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M h_{ci}(t) \|x(t) - w_i(t)\|^2$$

Donde N es el número de muestras de entrenamiento, y M es el número de unidades en el mapa.

No se puede realizar una estimación de un valor adecuado para los indicadores de calidad de mapeo expuestos, no obstante estos son muy útiles como guías en la selección de parámetros de entrenamiento adecuados [14].

El valor de los errores de mapeo para los distintos generadores se presenta en la tabla 16. Se puede apreciar allí que el error topográfico más bajo (mayor calidad en lo referente a la preservación de la topología) pertenece al mapeo de las variables del generador SANCARLOS, lo que indica que hay una alta correspondencia entre las BMU identificadas. También se puede apreciar en la tabla 16 que el error de quantización más bajo (mayor resolución del mapa) corresponde al del mapeo de las variables del generador TERMOSIERRA, lo que indica una menor distancia promedio de los datos de entrada a las BMU identificadas para las variables de este generador.

Tabla 16 Errores de mapeo de los mapas formados para los distintos generadores.

Generador	INDICADORES DE CALIDAD	
	Error Topográfico	Error de Quantización
ALBAN	0,031	0,352
BETANIA	0,027	0,359
CHIVOR	0,02	0,363
GUAVIO	0,041	0,362
PORCE II	0,035	0,356
SANCARLOS	0,019	0,358
FLORES3	0,024	0,244
PAIPA4	0,046	0,240
TASAJERI	0,038	0,270
TCENTRO	0,024	0,258
TEBSA	0,028	0,306
TSIERRA	0,027	0,229

#### 5.6.6 Valores indeterminados.

Algunos de los valores encontrados en la base de datos Neón de XM podrían declararse como indeterminados o no declarados (ND). La *SomToolbox* permite que el conjunto de datos ingresado contenga esta clase de valores, siempre y cuando sean declarados como NaN (*Not a Number*) con el fin de que estos sean excluidos del cálculo de la distancia.

Este detalle permite que los datos sean ingresados en su estructura original sin tener que hacer mayores modificaciones a los mismos.

## 6 PRE-PROCESAMIENTO DE DATOS

Como se menciona en la sección 5.6.4 con el fin de aprovechar al máximo las herramientas de visualización que ofrece la *SOM Toolbox* es necesario realizar un proceso de pre-procesamiento a los datos referentes al precio de oferta de los diferentes generadores estudiados. Más específicamente se requiere aplicar un proceso de discretización al conjunto mencionado con el fin de asociar cada elemento de este a una y solo a una etiqueta de la serie de estas que sintetiza el conjunto de datos.

Lo que se busca al aplicar el proceso de discretización mencionado es obtener una serie de agrupamientos de los elementos que conforman el conjunto procesado. Este agrupamiento se realiza dependiendo de algunas características especiales determinadas por el tipo de discretización aplicada. A cada uno de los agrupamientos obtenidos se le asocia una etiqueta que lo represente, teniendo de esta forma los datos de características similares agrupados en la misma etiqueta.

Es importante que las etiquetas asociadas a los agrupamientos obtenidos producto de la discretización sean adecuadas para su uso en las diferentes opciones de visualización que ofrece la herramienta utilizada, es decir, que posea las siguientes características:

- Pocas. Un número muy grande de etiquetas como se vera más adelante, esta asociado a grupos con muy pocos elementos.
- Cortas. Esta característica hace referencia a la longitud de la etiqueta utilizada, si la etiqueta es numérica se recomienda que sea máximo un número de dos dígitos y si la etiqueta es texto, se recomienda una etiqueta de máximo dos letras<sup>15</sup>.

### 6.1 MÉTODOS DE DISCRETIZACIÓN

El proceso de discretización mencionado se puede realizar de diferentes formas dependiendo de las necesidades que se tengan. Sea cual sea la técnica utilizada el objetivo es el mismo, agrupar los datos en subconjuntos con determinadas características.

#### 6.1.1 Discretización por histogramas.

Es el método de discretización más simple el cual consiste en dividir el conjunto de datos en un número determinado de bloques. El número de bloques y la amplitud de los mismos están definidos

---

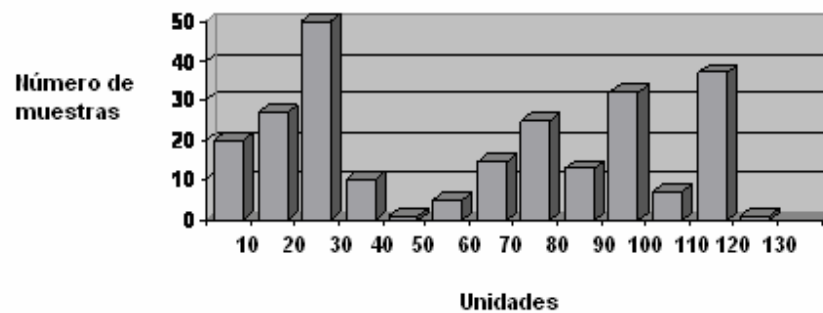
<sup>15</sup> Estas recomendaciones pueden variar dependiendo del tipo de letra y el tamaño de la misma utilizado para el etiquetado del mapa.

por el tipo de histograma utilizado, estos pueden ser histogramas de igual frecuencia o de igual anchura.

#### 6.1.1.1 Histogramas de igual anchura.

Estos histogramas se forman dividiendo el conjunto de datos en  $j$  intervalos de igual anchura. Para ilustrar este método de discretización, obsérvese la figura 27 donde se puede apreciar un ejemplo de histograma de igual anchura.

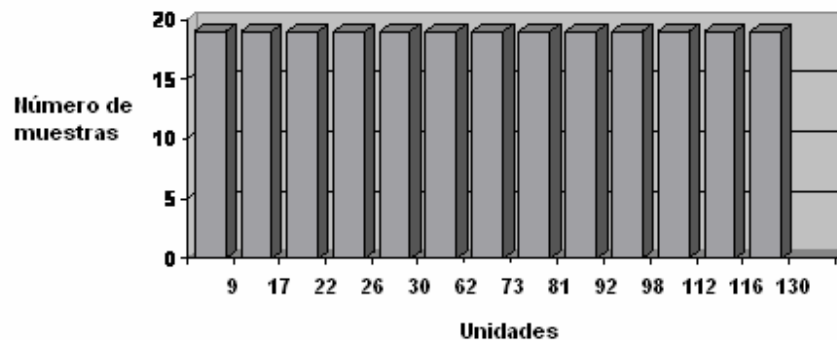
Figura 27. Histograma de igual anchura



#### 6.1.1.2 Histogramas de igual frecuencia.

Estos histogramas se forman dividiendo el conjunto de datos en intervalos que poseen el mismo número de muestras. En la figura 28 se puede apreciar un ejemplo de histograma de igual frecuencia.

Figura 28. Histograma de igual frecuencia



#### 6.1.2 Discretización basada en entropía.

Es un método de discretización muy común, esta puede ser definida de la siguiente forma [8]:

$$H(X) = -\sum_{i=1}^x P_i \log_2(P_i)$$

Donde  $x$  es el número de clases dado y  $P_i$  es la probabilidad de que la clase  $i$  este en el conjunto de datos  $X$ .

La entropía  $H$  es la más grande cuando cada evento es igualmente probable. Y es la más baja cuando  $P_i = 1$  para un solo evento, y es cero para los demás.

Como se aprecia en la definición de la discretización basada en entropía es necesario establecer previamente hacia que clases deben tender los resultados, lo que hace a este método un proceso supervisado como se definió en la sección 5.1.3.1.

### 6.1.3 Discretización por medio de análisis cluster.

El objetivo de este método de discretización es agrupar los elementos del conjunto discretizado, de acuerdo a las similitudes que estos pudieran tener; el producto de este agrupamiento es una serie de subconjuntos (conglomerados) cuyos elementos poseen características muy similares de acuerdo a un criterio de comparación preestablecido (en general se utilizan medidas de similitud).

Un agrupamiento correcto por medio del análisis cluster corresponde a aquel en el cual los elementos que pertenecen a un mismo conglomerado tienen la distancia más corta entre si y una mucho mayor con los elementos de los otros conglomerados formados.

A pesar de que el análisis cluster no posee una base teórica sólida [1] y del hecho de que este depende fuertemente de los criterios de comparación establecidos lo cual puede traducirse en múltiples soluciones, es una herramienta muy poderosa para realizar discretización no supervisada y adicionalmente el agrupamiento realizado se hace de forma casi natural ya que no se esta forzando el número de elementos que debe conformar cada uno de estos con un rango preestablecido o con un número de muestras dado.

## 6.2 COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS DE DISCRETIZACIÓN

Ya se mencionaron las características de algunos de los métodos de discretización más conocidos en la sección anterior, pero es necesario determinar cual de ellos es el más adecuado para el procesamiento de los datos relacionados con el precio de oferta.

Para ello se presenta una comparación de los diferentes métodos en la tabla 17 y además una descripción de las ventajas y desventajas de los mismos.

La discretización por medio de histogramas es una herramienta bastante sencilla y como tal tiene una gran cantidad de limitaciones, entre ellas se cuentan:

- Son muy sensibles ante los diferentes valores de  $j$  (número de intervalos) que se establezcan, lo que hace perder bastante confiabilidad en el agrupamiento realizado, además no se cuenta con métodos para validar dicho agrupamiento.
- El establecer el ancho del intervalo que compone el agrupamiento o el número máximo de elementos que lo conforman hace que se obtengan grupos no muy homogéneos, en algunos casos con muy pocas o ninguna muestra y en otros casos con rangos de agrupamiento demasiado anchos dependiendo de la frecuencia.

Tabla 17. Comparación de los métodos de discretización

<b>Método</b>	<b>Sub-Clasificación</b>	<b>Tipo de Proceso</b>	<b>Tipo de agrupamiento</b>	<b>Influencia del usuario</b>
<b>Histogramas</b>	Igual frecuencia	Supervisado	Forzado	Alta, por la determinación del número máximo de muestras del agrupamiento
	Igual anchura	Supervisado	Forzado	Alta, por la determinación del número de intervalos
<b>Entropía</b>	N. A.	Supervisado	Forzado	Alta, por la distribución de clases
<b>Cluster</b>	N. A.	No supervisado	Natural	Alta, pero si seleccionan los criterios adecuados no lo es tanto

La discretización basada en entropía es un método muy utilizado y la calidad del agrupamiento obtenido es significativamente buena, pero este funciona de tal forma para procesamiento supervisado por lo cual se hace casi necesario descartarlo de entrada ya que el procesamiento que se desea realizar es no supervisado ya que no se conocen las clases a las que deben tender los datos de entrada.

La discretización por medio del análisis cluster es una buena alternativa para realizar este proceso de pre-procesamiento de forma no supervisada, ya que a pesar de las falencias anteriormente mencionadas, si se encamina el proceso de una forma adecuada, y se combina con algunas herramientas que se mencionaran más adelante se puede obtener una solución bastante adecuada.

### 6.3 PROCESO DE DISCRETIZACIÓN DE LOS PRECIOS DE OFERTA

Una vez seleccionado el método de discretización, que para el caso será el análisis cluster se hace necesario definir los procedimientos adicionales que permiten que el agrupamiento realizado sea el adecuado.

En primera instancia se hace necesario establecer los criterios de comparación que se utilizarán para formar los agrupamientos (establecer la medida de similitud) y luego se debe definir el procedimiento que se utilizará para ubicar los elementos que fueron identificados como similares en los distintos conglomerados.

### 6.3.1 Medidas de distancia.

Esta es la medida de similitud más usada en el análisis cluster; marca el grado de similitud que existe entre dos elementos midiendo la diferencia que hay entre ellos, esto es, mientras mayor sea el valor de la medida de distancia, menor será la similitud entre los elementos evaluados.

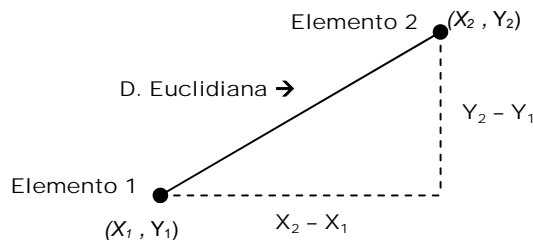
En la teoría se cuenta con una amplia variedad de medidas de distancia entre las cuales se destaca la distancia euclidiana la cual puede ser representada geoméricamente como lo muestra la figura 29. Y puede ser definida como sigue [1]:

$$D_{\text{Euclidiana}} = \sqrt{(X_2 - X_1)^2 + (Y_2 - Y_1)^2}$$

Donde  $Y_1$ ,  $X_1$ ,  $Y_2$  y  $X_2$  son las coordenadas del par de elementos a los cuales se les quiere establecer el grado de similitud que existe entre ellos.

Otra medida de distancia es la distancia euclidiana al cuadrado que básicamente esta definida de forma similar a la distancia euclidiana simple con la única excepción de que a la primera no es necesario calcularle la raíz cuadrada lo cual permite un ahorro considerable de tiempo de computo.

Figura 29. Representación geométrica de la distancia euclidiana



Fuente. Análisis Multivariante.

La distancia euclidiana al cuadrado se puede definir de forma general (para un conglomerado) de la siguiente forma:

$$d_{rs}^2 = \sum_{k=1}^n (x_{rk} - x_{sk})^2$$

Donde  $x_r$  son elementos del conglomerado r y  $x_s$  son elementos del conglomerado s.

Una opción adicional como medida de similitud es la distancia City – block que esta definida de forma general así:

$$d_{rs} = \sum_{j=1}^n |x_{rj} - x_{sj}|$$

De forma similar podrían definirse otras medidas de distancia, pero es claro que para el caso de estudio de esta tesis no es necesario entrar tan en profundidad en este aspecto, ya que los datos que se tienen son unidimensionales lo que le quita crédito a muchas medidas de distancia que son muy especializadas en datos de dimensiones de orden superior.

Por tanto buscar una medida de distancia mucho más complicada es querer agregar una complejidad matemática no requerida al problema planteado, y de la cual se obtendrá un beneficio casi nulo por las causas expuestas.

Con las razones mencionadas, se ve claramente que para el análisis realizado a los precios de oferta basta con medir la similitud de los datos de este conjunto con la medida de distancia euclidiana, agregando simplemente el cuadrado para mejorar los tiempos de cómputo.

### 6.3.2 Obtención de conglomerados.

Una vez establecida la similitud entre los elementos del conjunto discretizado (los precios de oferta) es necesario establecer como se formaran los agrupamientos, es decir, de que forma se encadenaran los datos con el fin de obtener un agrupamiento correcto. Esto último se puede conseguir siempre y cuando la diferencia entre conglomerados sea muy grande en comparación con las diferencias presentes dentro de los mismos.

Los métodos más comunes para la obtención de conglomerados son [1]:

- Encadenamiento simple
- Encadenamiento completo
- Encadenamiento promedio
- Método de encadenamiento de Ward
- Método de encadenamiento del centroide

Cada uno de los anteriores métodos busca el mismo objetivo mencionado anteriormente, lo que particulariza a uno de otro es la forma en que se aborda la medida de la distancia entre conglomerados.

### 6.3.2.1 Encadenamiento simple.

En el encadenamiento simple el punto de partida son los dos elementos cuya distancia es la más corta entre si, estos dos elementos conforman el primero de los conglomerados y de allí en adelante se realiza el resto de la partición utilizando el mismo criterio de la distancia más corta.

Este proceso se puede ver de la siguiente forma, primero se seleccionan los elementos cuya distancia sea la más corta y se colocan en un conglomerado, luego se realiza la medición de la distancia a cada uno de los demás elementos del conjunto y de acuerdo a esta se puede considerar que el elemento pertenece al mismo conglomerado base o si pertenece a otro.

Una vez formados todos los conglomerados la distancia entre cada uno de ellos esta dada por la distancia más corta entre cualquier par de puntos de los conglomerados medidos. Esto se puede definir de la siguiente forma:

$$d(r, s) = \min(\text{dist}(x_r, x_s))$$

Donde  $x_r$  y  $x_s$  son elementos de los conglomerados r y s.

La desventaja más clara de este método de encadenamiento es que el riesgo de que todos los individuos del conjunto procesado pertenezcan al mismo conglomerado es alto.

### 6.3.2.2 Encadenamiento completo.

El encadenamiento completo aunque comparte la misma estructura del encadenamiento simple se diferencia de este ultimo en el hecho de que el punto de partida son los dos elementos cuya distancia es la más larga entre si, es decir, los elementos menos similares del conjunto de datos procesado. Estos dos elementos conforman el primero de los conglomerados y de allí en adelante se realiza el resto de la partición utilizando el mismo criterio de la distancia más larga.

Una vez formados todos los conglomerados la distancia entre cada uno de ellos esta dada por la distancia más larga entre cualquier par de puntos de los conglomerados medidos. Esto se puede definir de la siguiente forma:

$$d(r, s) = \max(\text{dist}(x_r, x_s))$$

Donde  $x_r$  y  $x_s$  son elementos de los conglomerados r y s.

En este caso no se tiene el riesgo que se corría en el caso del encadenamiento simple ya que se esta atacando el conjunto de datos desde los dos frentes opuestos, sin embargo, se sigue teniendo el

problema de trabajar con los valores límite como punto de partida lo que hace que no se refleje por completo el comportamiento de todos los datos.

### 6.3.2.3 Encadenamiento promedio.

El primer paso de este método de encadenamiento es idéntico ya sea al encadenamiento simple o al completo, dependiendo de cómo se forme el primer conglomerado, pero este vincula a todos los miembros del conjunto de datos a través de su criterio de aglomeración el cual es la distancia media entre los conglomerados que se formen. Esto se puede ver como sigue:

$$d(r, s) = \frac{1}{n_r n_s} \sum_{i=1}^{n_r} \sum_{j=1}^{n_s} dist(x_r, x_s)$$

Donde  $x_r$  y  $x_s$  son elementos de dos conglomerados distintos y donde  $n_r$  junto con  $n_s$  son el número de elementos de cada uno de estos conglomerados.

El usar la distancia promedio permite que se incluyan todos los datos de forma activa en el proceso de aglomeración y junto a ello se consigue que los conglomerados formados posean distancias reducidas entre los elementos que lo conforman [1].

### 6.3.2.4 Método del centroide.

Para este método se hace necesario definir en cada uno de los conglomerados formados el centroide del mismo. Dicho centroide puede ser visto como:

$$\bar{x}_r = \frac{1}{n_r} \sum_{i=1}^{n_r} x_{ri}$$

Donde  $x_r$  es un elemento del conglomerado  $r$  y  $n_r$  es el número de elementos del mencionado conglomerado.

Con la definición dada se puede notar claramente que si el número de elementos dentro del conglomerado varía el centroide también cambiara de posición, es decir, cada vez que se incluya un nuevo elemento al conglomerado se hace necesario calcular un nuevo centroide.

Una vez definido el centroide de cada conglomerado, es posible calcular la distancia entre cada uno de ellos por medio del uso de la distancia euclidiana al cuadrado entre centroides.

Este método de encadenamiento es exactamente idéntico al método del promedio para datos unidimensionales (como lo son los datos analizados), pero debido a las operaciones adicionales que

se deben realizar en el método del centroide el tiempo de cómputo según la experiencia es casi el doble que en el del promedio.

#### 6.3.2.5 Método de Ward.

En este método la distancia entre cada par de conglomerados esta dada de la siguiente forma:

$$d(r,s) = \frac{n_r n_s d_{rs}^2}{(n_r + n_s)}$$

Donde  $d_{rs}^2$  es la distancia entre los conglomerados r y s definida de la misma forma que en el encadenamiento por el método del centroide.

En cada paso del proceso de agrupamiento, se va minimizando la suma de los cuadrados dentro del conglomerado para todos los conglomerados.

Este método esta sesgado a la producción de conglomerados con el mismo número de observaciones [1].

#### 6.3.3 Comparación de los métodos de obtención de conglomerados.

Los métodos de obtención de conglomerados mencionados anteriormente desde las particularidades de cada uno de ellos tratan de realizar un agrupamiento correcto, pero algunos de ellos dejan de lado el conjunto de datos y se concentran solo en reflejar las características de un par de elementos en particular y otros son herramientas muy especializadas que generan demoras en los cálculos cuando de analizar situaciones sencillas se trata.

Es por esto que con el fin de seleccionar el método de encadenamiento adecuado se presenta en la tabla 18 una comparación de cada uno de ellos.

De acuerdo a sus características el método que se considero el más adecuado para realizar el encadenamiento de los datos y formar los conglomerados es el método del promedio, ya que la partición de los datos se hace en base a todo el conjunto de datos y no a un único par de estos (como sucede en el encadenamiento simple y el completo), además por ser sencillo no utiliza un tiempo de computo muy elevado (como si lo hacen el método del centroide y el Ward con características similares), y la mayor desventaja que es su tendencia a formar conglomerados con aproximadamente la misma varianza es en parte deseable para tener conglomerados donde las distancias entre elementos que forman el mismo conglomerado sea pequeña.

Tabla 18. Comparación de los métodos de encadenamiento

Método de encadenamiento	Criterio de aglomeración	Tiempo de computo	Desventajas
<b>Simple</b>	Distancia más corta	Bajo	El riesgo de que todo el conjunto de datos se encuentre en un solo conglomerado
<b>Completo</b>	Distancia más larga	Bajo	Se basa en los elementos de menor similitud
<b>Promedio</b>	Distancia media	Bajo	Tiende a la producción de conglomerados con aproximadamente la misma varianza
<b>Centroide</b>	Distancia euclidiana entre centroides	Alto por el calculo de la distancia euclidiana	Es necesario calcular todos los centroides cuando se agrega una nueva muestra
<b>Ward</b>	La suma de los cuadrados	El más alto entre los métodos mencionados	Tiende a la producción de conglomerados con aproximadamente el mismo número de elementos

#### 6.3.4 Número de *clusters*.

El número de *clusters* por formar es el asunto que se debe abordar una vez definido el procedimiento de encadenamiento, en vista de que este número marca cuantas divisiones se le realizó al conjunto de datos procesado.

Para determinar el número optimo de *clusters*, se requiere una herramienta que permita comparar los resultados obtenidos en cada caso. Con este fin se puede utilizar una herramienta que brinda el análisis multivariable llamada *Silhouette*.

El valor del *Silhouette* es una medida de que tan similar es un punto respecto a los otros en su propio *cluster* y respecto a los puntos en otros *clusters*. El rango de esta medida esta comprendido entre -1 y 1, donde 1 indicaría que el elemento se encuentra en el lugar correcto, 0 indicaría que no es posible clasificar este elemento en ninguno de los grupos y -1 indicaría un agrupamiento errado, ya que eso quiere decir que el elemento no pertenece al grupo donde se encuentra.

Matemáticamente el valor del *Silhouette* puede ser definido como [30]:

$$s(i) = \frac{b(i) - a(i)}{\max\{a(i), b(i)\}}$$

Donde  $a(i)$  es la distancia promedio del punto  $i$  a los otros puntos del cluster donde se encuentra ubicado,  $b(i)$  es la mínima distancia promedio del punto  $i$  a los puntos en otros cluster, y  $\max\{a(i), b(i)\}$  es el mayor valor entre  $a$  o  $b$ . Cabe anotar que la distancia promedio mencionada, por uniformidad con los demás procesos es calculada por medio de la distancia euclidiana.

Una vez calculado los valores del *Silhouette* para cada punto se procede a calcular el llamado coeficiente de *Silhouette*, el cual permite verificar cual es el número de clusters optimo.

El coeficiente de *Silhouette* (SC en adelante) esta definido como la media más grande de los valores del *Silhouette* de todos los agrupamientos realizados, y puede ser visto de la siguiente forma [30]:

$$SC = \max_k \bar{s}(k) \text{ donde } k \text{ es el número de clusters.}$$

Un agrupamiento adecuado puede ser considerado cuando se tenga un SC superior a 0,5, de lo contrario es probable que sea necesario encontrar una nueva forma para realizar el agrupamiento o que definitivamente no se posea una estructura agrupable dentro del conjunto de datos.

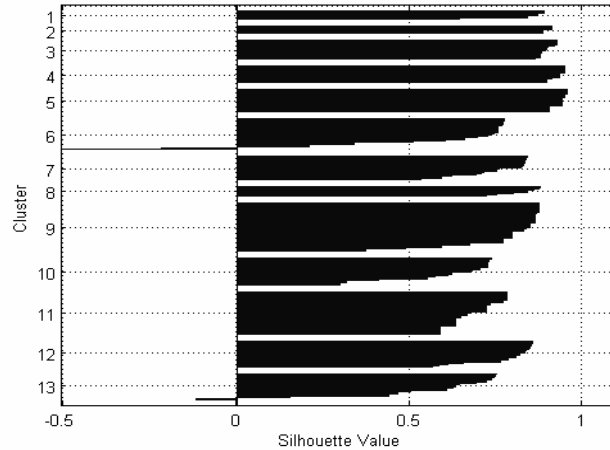
A pesar de la gran ayuda que brindan los coeficientes de *Silhouette* es importante tener cierta precaución con el uso de los mismos, ya que un valor muy alto de estos aunque puede reflejar que el número de grupos seleccionado para realizar el agrupamiento fue muy bueno también puede ser el reflejo de la acción de algunos valores atípicos del conjunto de datos procesado.

Estos valores atípicos se reflejan en especial en los primeros pasos del proceso de partición debido a que por su gran distancia con el resto de las muestras permiten que solo una pequeña cantidad de estas (los atípicos) sean separadas, propiciando así que todas las demás muestras pertenezcan a un solo conglomerado y haciendo que el valor de la media (y por consiguiente el del SC) sea muy alto, lo que da un reflejo errado de lo que en realidad sucedió en el agrupamiento.

Para evitar el problema anterior, esta técnica permite realizar un grafico de la forma en que fueron agrupados los datos (el *Silhouette* o la silueta). En este grafico se puede ver claramente si la situación planteada en cuanto a los valores atípicos y el SC se esta presentando (de presentarse lo hace en las dos primeras particiones y se manifiesta mostrando una franja muy delgada en comparación con la otra), y además permite identificar los valores que están causando este problema.

En la figura 30 se puede apreciar como en el *Silhouette* se ve reflejado el agrupamiento realizado, el cluster al cual pertenecen los datos, y los valores del *Silhouette*.

Figura 30. Grafico del *Silhouette*<sup>16</sup>



#### 6.3.5 Discretización de los precios de oferta de los generadores hidráulicos.

Es importante antes de abordar el proceso de discretización de los precios de oferta de los generadores hidráulicos, mostrar como a pesar de que muchos de los valores atípicos de estos generadores fueron eliminados por medio del proceso del térmico más costoso, descrito en el anexo A, aun se tienen algunos de estos valores en el conjunto de datos.

En la figura 31 se puede apreciar la distribución de los precios de oferta de los distintos generadores hidráulicos, junto a la cual se ubica el *Silhouette* para dos clusters (que sería la primera partición), lo que permite identificar si ciertamente se tienen valores atípicos en el conjunto procesado como se sospecha inicialmente.

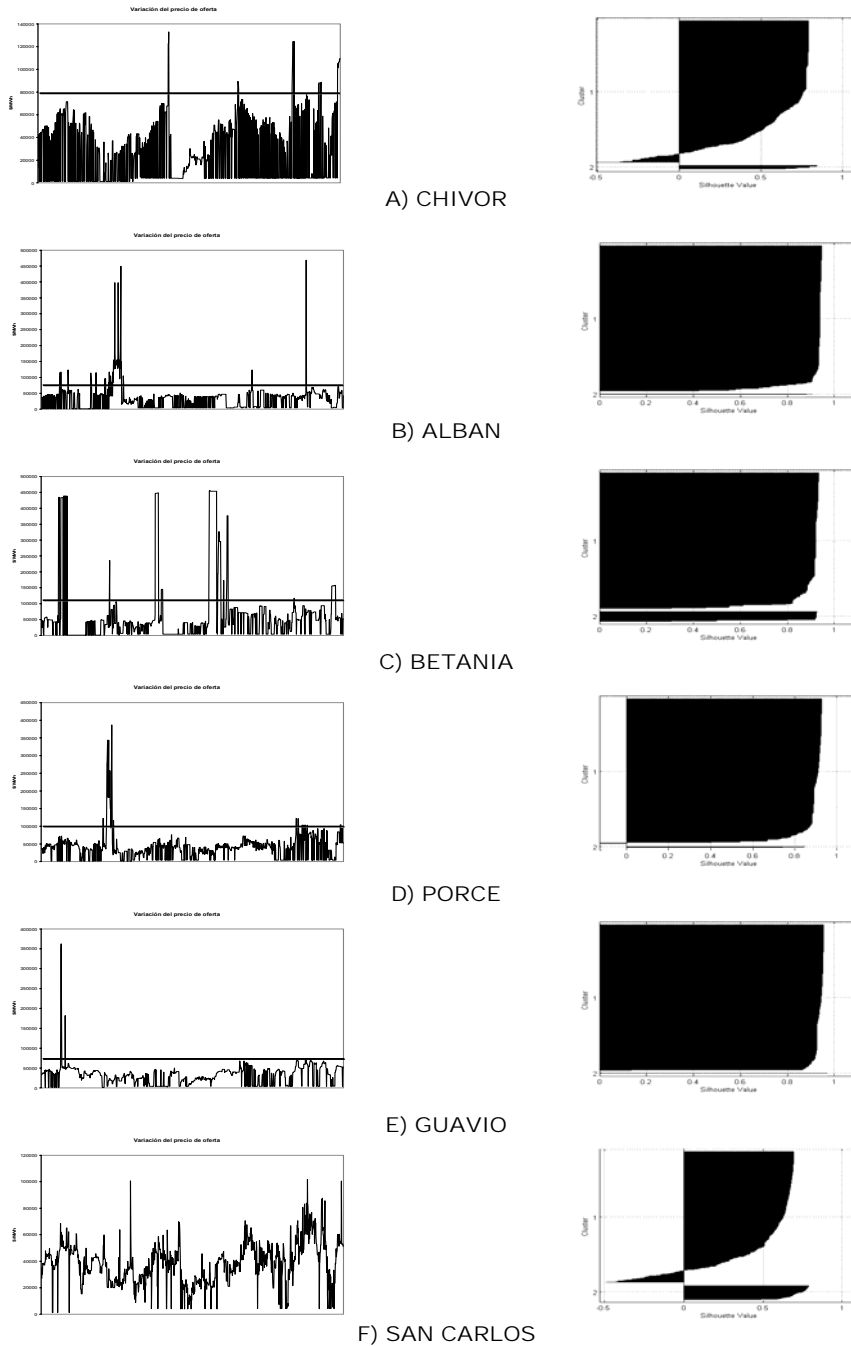
Se puede inferir a partir de los resultados observados en la figura 33 que todos los generadores estudiados con excepción de San Carlos poseen valores atípicos adicionales a los ya extraídos. Esto se puede afirmar debido a la distribución de los clusters que muestra el *Silhouette* (un cluster muy grande con casi todas las muestras y uno muy pequeño con los valores que no es posible agrupar debido a su distancia con el resto del conjunto), aunque la grafica de la distribución del precio de oferta ya daba algunas luces al respecto.

El grafico del *Silhouette* permite que no sea tan subjetiva la eliminación de los atípicos, como si lo fuera si simplemente se asignara una barrera por encima de la cual los valores son considerados atípicos.

<sup>16</sup> Grafico de *silhouette* para un conjunto de datos dividido en 13 *clusters* dibujado con Matlab®. Los cluster con valores del *silhouette* negativos indican que estos *clusters* no están bien separados.

Una vez eliminados los atípicos en los precios de oferta, es posible continuar con la discretización del conjunto de datos, para ello se realiza la partición del mismo en el número de *clusters* deseado y se calcula el SC de cada uno de los agrupamientos realizados para encontrar cual es el óptimo.

Figura 3 I. Precios de oferta y *Silhouette* de los generadores hidráulicos



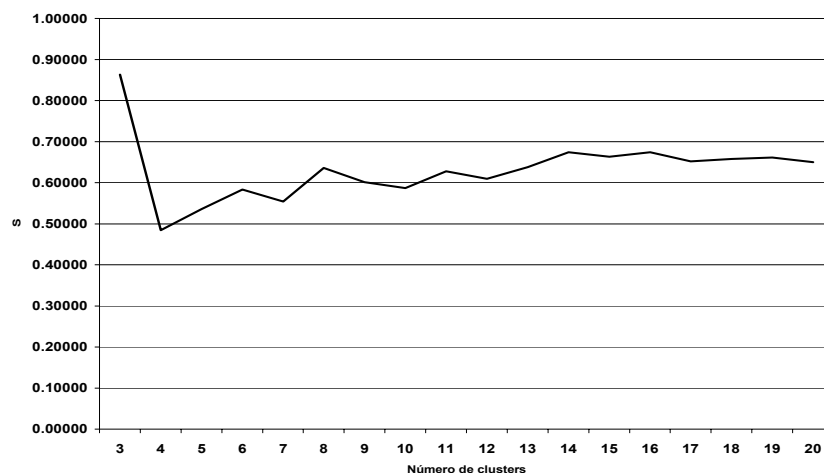
Pero sujeto al SC se deben considerar las restricciones que tiene la *SOM Toolbox* para ofrecer una visualización adecuada, las cuales fueron expuestas en la sección 5.6.4.

Con el fin de tener en cuenta las restricciones mencionadas, se considera que además de poseer el SC más alto, el óptimo no debe estar compuesto por menos de 6 clusters o por más de 14.

Lo anterior se fundamenta de la siguiente forma:

- Si se toman menos de 6 clusters la media de los valores del *Silhouette* en estos puntos es muy alta debido a que se están realizando las primeras particiones y casi todas las muestras del conjunto se encuentran en un mismo cluster. A partir de este límite inferior establecido se estabilizan los valores como se puede apreciar en la figura 32, lo que permite que el criterio se utilice correctamente.

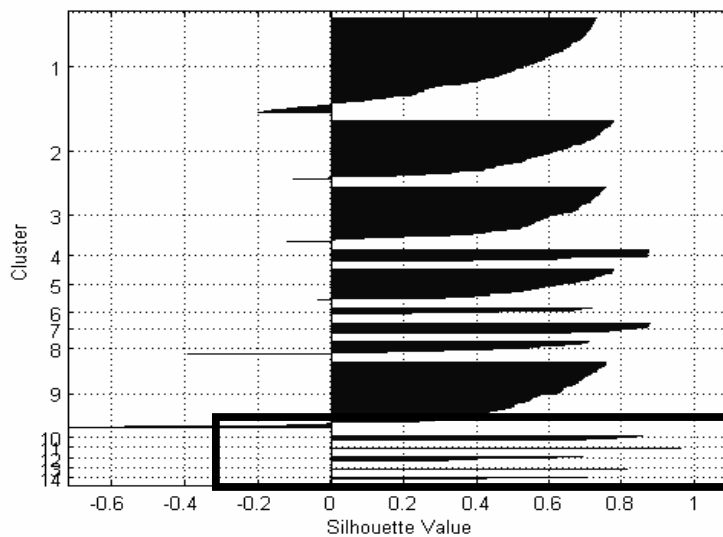
Figura 32. Variación de la media de los valores del *Silhouette*



- Si se toman más de 14 clusters se empiezan a tener categorías muy fraccionadas (figura 33) lo que ocasionaría que muy pocos elementos pertenecieran al cluster arruinando así la ventaja de un agrupamiento más uniforme que ofrece el análisis cluster. Sumado a eso, la interpretación del mapa se dificultaría por estas categorías con tan pocos elementos a las cuales sería difícil asociar algún patrón de comportamiento.

Ya con las restricciones de visualización incluidas en el proceso de agrupamiento, se puede proceder a realizar el cálculo del SC para cada una de las centrales hidráulicas a estudiar.

Figura 33. *Silhouette* de un agrupamiento con más de 14 clusters\*



En la tabla 19 se muestran las medias de los valores del *Silhouette* calculados para los agrupamientos del precio de oferta en el número de clusters del rango considerado y el coeficiente del *Silhouette* de cada central (valor resaltado).

Tabla 19. Medias de los valores del *Silhouette* de cada central hidráulica

CHIVOR		ALBAN		BETANIA	
CLUSTERS	MEDIA	CLUSTERS	MEDIA	CLUSTERS	MEDIA
6	0.69445	6	0.67443	6	0.68869
7	0.67714	<b>7</b>	<b>0.69656</b>	7	0.72047
<b>8</b>	<b>0.70757</b>	8	0.69499	<b>8</b>	<b>0.72694</b>
9	0.70257	9	0.69479	9	0.69030
10	0.67719	10	0.68722	10	0.68162
11	0.66682	11	0.66433	11	0.67572
12	0.67338	12	0.68522	12	0.68383
13	0.66316	13	0.67930	13	0.68287
14	0.67331	14	0.67920	14	0.67366

PORCE2		GUAVIO		SAN CARLOS	
CLUSTERS	MEDIA	CLUSTERS	MEDIA	CLUSTERS	MEDIA
<b>6</b>	<b>0.64693</b>	<b>6</b>	<b>0.63921</b>	6	0.45638
7	0.62951	7	0.62887	7	0.52645

\* Nótese que los clusters finales (recuadro) están demasiado fraccionados, es decir, tienen muy pocos elementos.

PORCE2		GUAVIO		SAN CARLOS	
CLUSTERS	MEDIA	CLUSTERS	MEDIA	CLUSTERS	MEDIA
8	0.60989	8	0.60859	8	0.52011
9	0.60730	9	0.61242	<b>9</b>	<b>0.56240</b>
10	0.60707	10	0.61168	10	0.55843
11	0.59541	11	0.61241	11	0.55754
12	0.61122	12	0.60895	12	0.54662
13	0.61460	13	0.61319	13	0.54907
14	0.61890	14	0.62037	14	0.54674

Se tiene entonces que al precio de oferta se le realizan los siguientes agrupamientos dependiendo de la central y de acuerdo al criterio establecido: Chivor 8 grupos, Alban 7 grupos, Betania 8 grupos, Porcell 6 grupos, Guavio 6 grupos y San Carlos 9 grupos.

Las etiquetas asociadas entonces a cada grupo de datos corresponden al número del *cluster* al cual pertenecen. En la tabla20 se muestran los resultados.

Tabla 20. Etiquetas asociadas a los precios de oferta de los generadores hidráulicos

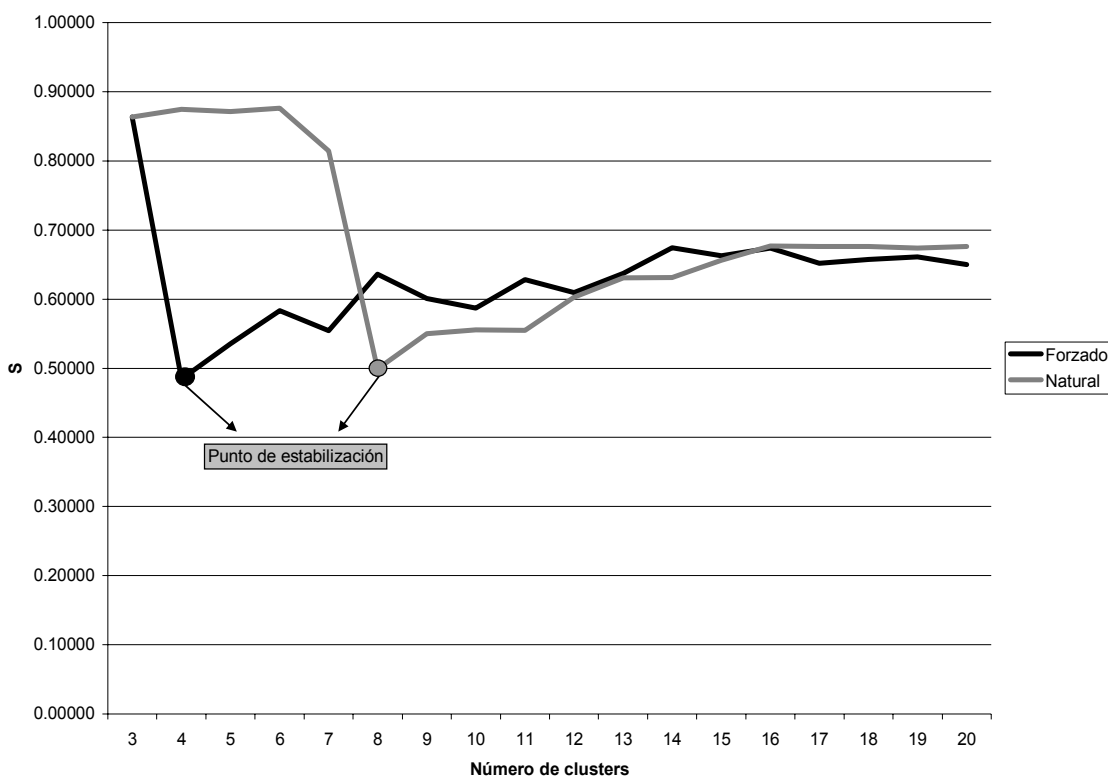
CHIVOR			ALBAN		
Número del Cluster	Limite inferior	Limite superior	Número del Cluster	Limite inferior	Limite superior
1	7424	18422	1	22520	35567
2	39714	48684	2	44981	54420
3	48983	56583	3	36137	44658
4	28202	38948	4	1263	8085
5	1245	5315	5	55300	64333
6	57580	66111	6	13276	21566
7	67548	78285	7	67446	74420
8	19287	27161			
BETANIA			SAN CARLOS		
Número del Cluster	Limite inferior	Limite superior	Número del Cluster	Limite inferior	Limite superior
1	44447	57901	1	35009	43850
2	33704	43474	2	26651	34718
3	17796	32835	3	44084	56858
4	59815	74282	4	1264	15759
5	78285	83767	5	68279	76784
6	86546	96072	6	57850	67446
7	101458	106845	7	16218	26156
8	1256	14344	8	100420	101707
			9	79737	87606

PORCE 2			GUAVIO		
Número del Cluster	Limite inferior	Limite superior	Número del Cluster	Limite inferior	Limite superior
1	29106	44107	1	27727	38424
2	44370	57860	2	38720	46160
3	1248	14479	3	1264	12639
4	58543	73801	4	46650	54970
5	76007	88320	5	55272	73801
6	16581	28435	6	14174	27244

### 6.3.6 Discretización de los precios de oferta de los generadores térmicos.

La discretización para los precios de oferta de los generadores térmicos aunque en esencia es similar a la realizada para los generadores hidráulicos por utilizar el análisis *cluster*, se diferencia de esta por utilizar un análisis cluster un poco más complejo y menos natural.

Figura 34. Comparación entre el análisis *cluster* “forzado” y el natural, para los precios de oferta de los generadores térmicos.



La razón de esto es que a los generadores térmicos no se les puede determinar valores atípicos con algún criterio establecido como se hacía con los hidráulicos sin importar como este particionado el *Silhouette*, ya que de hacerlo no se tendría como justificar dicha eliminación.

La discretización aplicada a los generadores térmicos consiste en realizar los agrupamientos no de forma natural como se venía haciendo con los generadores hidráulicos (ya que los valores que se encuentren muy alejados se podrían dividir repetidamente dejando clusters con un número ínfimo de elementos) sino forzando a que el cluster que se divida sea el que tiene mayor número de elementos para así eliminar el problema mencionado.

Además de eliminar el problema mencionado, utilizando este análisis cluster “forzado” para los precios de oferta de los generadores térmicos, se obtienen medias de los valores del *Silhouette* más altas sinónimo de un mejor agrupamiento y se obtiene una estabilización más rápida de estos valores. En la figura 34 se muestra una comparación entre las dos situaciones.

Una vez realizado el análisis cluster de la forma mencionada, el resto del proceso es exactamente el aplicado a los precios de oferta de los generadores hidráulicos, esto es, se calcula la media de los valores del *Silhouette* para cada número de clusters diferente y con ellas se calcula el SC. En la tabla 21 se muestra el resultado de estas operaciones donde el SC se muestra resaltado.

Tabla 21. Medias de los valores del *Silhouette* de cada central térmica

TCENTROI		PAIPA4		FLORES3	
CLUSTERS	MEDIA	CLUSTERS	MEDIA	CLUSTERS	MEDIA
6	0.72055	6	0.58355	6	0.68903
7	0.71300	7	0.55408	<b>7</b>	<b>0.73053</b>
8	0.69828	8	0.63595	8	0.72693
9	0.71177	9	0.60104	9	0.71009
10	0.70843	10	0.58714	10	0.71904
<b>11</b>	<b>0.74154</b>	11	0.62799	11	0.69113
12	0.73610	12	0.60929	12	0.68965
13	0.72757	13	0.63758	13	0.65192
14	0.71030	<b>14</b>	<b>0.67407</b>	14	0.65263

TASAJERI		TSIERRA		TEBSA	
CLUSTERS	MEDIA	CLUSTERS	MEDIA	CLUSTERS	MEDIA
6	0.52849	6	0.71170	6	0.61334
7	0.60136	7	0.72123	7	0.57929
8	0.57797	8	0.69742	8	0.54902
9	0.57247	9	0.65541	9	0.58868
10	0.59922	10	0.65855	10	0.60917

TASAJERI		TSIERRA		TEBSA	
CLUSTERS	MEDIA	CLUSTERS	MEDIA	CLUSTERS	MEDIA
11	0.60643	11	0.72719	11	0.59926
12	0.57473	12	0.71446	12	0.59128
13	0.57903	13	0.74495	13	0.60769
14	0.58993	14	0.70811	14	0.63051

Para el cálculo del SC y por las razones mencionadas para los generadores hidráulicos se consideran también agrupamientos entre 6 y 14 clusters.

Una vez realizado el proceso de discretización se obtienen los siguientes agrupamientos del precio de oferta para las centrales térmicas: Tcentro 11 grupos, Paipa 14 grupos, Tasajer 11 grupos, Flores 7 grupos, Tsierra 13 grupos y Tebsa 14 grupos.

En este caso, las etiquetas asociadas a cada grupo de datos también corresponden al número del cluster al cual pertenecen. En la tabla 22 se muestran dichos resultados.

Tabla 22. Etiquetas asociadas a los precios de oferta de los generadores térmicos

FLORES 3			TCENTRO 1		
No Clusters	Limite inferior	Limite superior	No Clusters	Limite inferior	Limite superior
1	259160	270757	1	7228	43902
2	160548	191165	2	223956	265802
3	375902		3	447096	449420
4	461556	475902	4	461556	466579
5	445548	458443	5	450578	453713
6	34229	134420	6	122002	128318
7	429506	440945	7	149851	184318
			8	136368	139198
			9	455102	458443
			10	131192	134691
			11	468565	475902

TEBSA			PAIPA 4		
No Clusters	Limite inferior	Limite superior	No Clusters	Limite inferior	Limite superior
1	62254	67674	1	55156	63383
2	15686	18817	2	112958	241004
3	98330	99820	3	330727	456267
4	110842	154203	4	16595	19836
5	85529	92957	5	48321	53257
6	105382	106940	6	34451	37331

<b>TEBSA</b>			<b>PAIPA 4</b>		
<b>No Clusters</b>	<b>Limite inferior</b>	<b>Limite superior</b>	<b>No Clusters</b>	<b>Limite inferior</b>	<b>Limite superior</b>
7	103777	104611	7	20753	24064
8	103121	103423	8	3551	8549
9	70552	84053	9	32217	33677
10	94202	97692	10	11667	15847
11	100575	102200	11	38147	42662
12	31161	40485	12	29722	31865
13	41575	57604	13	43265	47920
14	102455	102880	14	24491	29333
<b>TASAJER I</b>			<b>TSIERRA</b>		
<b>No Clusters</b>	<b>Limite inferior</b>	<b>Limite superior</b>	<b>No Clusters</b>	<b>Limite inferior</b>	<b>Limite superior</b>
1	92423		1	25039	65358
2	50038	55859	2	125779	133234
3	135487	194406	3	450578	471966
4	30082	33890	4	254998	264190
5	46267	49691	5	181088	186218
6	43880	46080	6	357717	388401
7	62697	74315	7	343522	353766
8	35477	40167	8	312267	316963
9	40581	41890	9	145583	153521
10	56225	62226	10	155459	172709
11	42103	43813	11	203283	223577
			12	332202	338168
			13	319536	328980

## **7 APLICACIÓN DE LOS MAPAS DE KOHONEN A LAS VARIABLES DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO**

Con la revisión de como se conforman los mapas auto-organizativos de Kohonen y de los procesos previos a los que debe ser sometido el conjunto de datos para poder trabajar con este, es posible ahora aplicar esta técnica a las variables del mercado eléctrico colombiano. Para ello se hace necesario en primera instancia definir otra ventaja de los mapas auto-organizativos, la cual facilita en gran medida el proceso de interpretación.

### **7.1 MAPAS AUTO-ORGANIZATIVOS COMO INDICADOR DE CORRELACIÓN**

Una ventaja adicional de los mapas auto-organizativos de Kohonen es que pueden ser utilizados como indicadores del grado de correlación entre dos variables por simple inspección.

La anterior característica viene dada por el hecho de que mapas de Kohonen, con distribuciones similares, indican variables con comportamientos similares y por ende con coeficientes de correlación altos. En la sección 7.1.1 se trata con mayor detalle lo relacionado con el coeficiente de correlación.

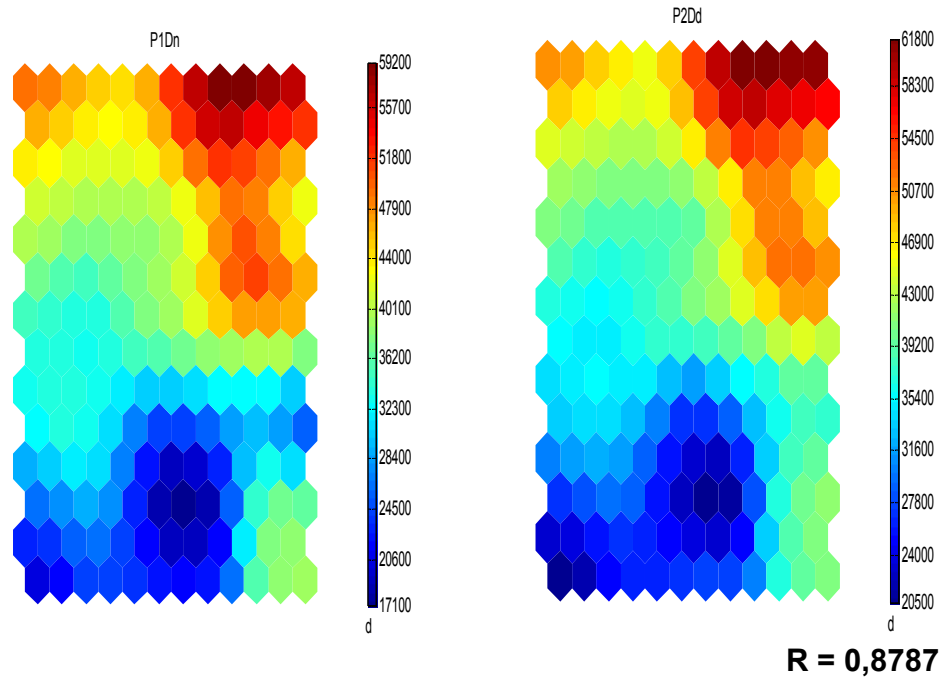
En la figura 35 se puede observar la relación mencionada entre los mapas de Kohonen y los coeficientes de correlación. En ella se presenta una situación en la cual se tienen dos mapas de Kohonen con distribuciones muy similares y un coeficiente de correlación alto (figura35a), y otra en la cual las distribuciones difieren bastante y se tiene un coeficiente de correlación bajo (figura35b).

Obsérvese que en la figura35a las variaciones dentro del mapa son muy similares en todos los sentidos (las figuras dentro del mapa son muy parecidas) y efectivamente se obtiene un coeficiente de correlación alto ( $R = 0,8787$ ), mientras que en la figura35b las variaciones dentro del mapa no son coincidentes de ninguna forma por tanto las figuras obtenidas son bastante distintas y por ende el valor de correlación obtenido es significativamente bajo ( $R = -0,0151$ ).

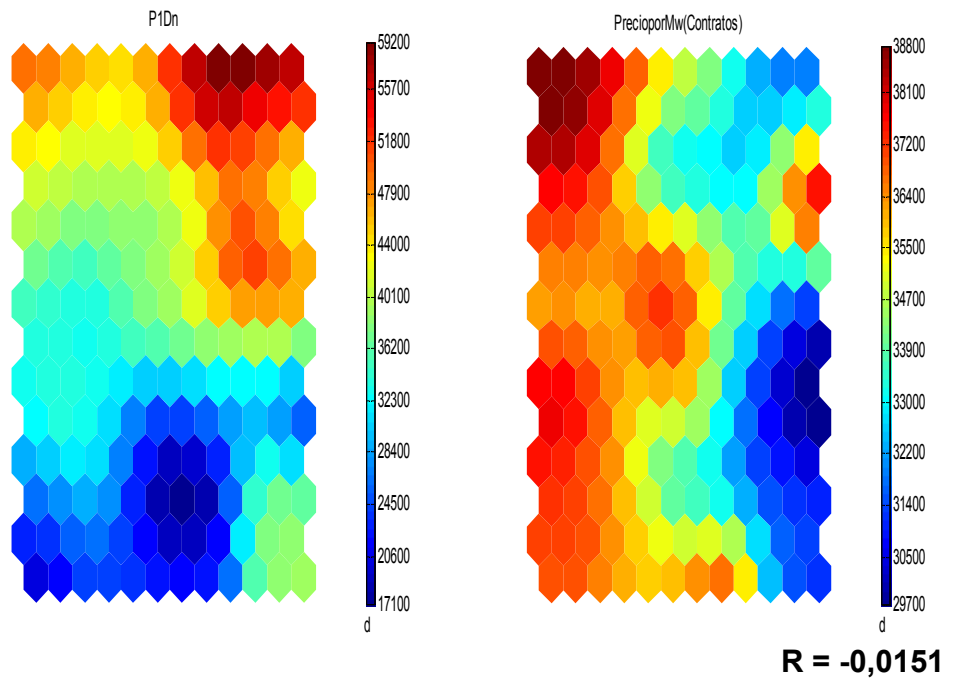
Esta importante característica descrita, permitirá una más rápida interpretación del conjunto de mapas obtenido, ya que se podrán valorar las variables con mayor correlación con el precio de oferta, que a fin de cuentas son las que más aportan información al respecto de este.

Con el fin de clarificar los conceptos utilizados para determinar el coeficiente de correlación, y establecer la relación mencionada, se hace preciso definir la correlación, y la medida de la misma dada por el coeficiente de correlación.

Figura 35. Relación entre la distribución de los mapas de Kohonen y el coeficiente de correlación de Pearson



**a**



**b**

### 7.1.1 Coeficiente de correlación de Pearson

La correlación es una técnica estadística usada para determinar la relación entre dos o más variables.

Para determinar cuantitativamente el valor de la mencionada relación, se utiliza el coeficiente de correlación de Pearson ( $r$ ). Este coeficiente indica el grado de asociación lineal entre dos variables. De tal forma que si  $r=0$  es un indicador de que no existe relación lineal alguna entre las variables, mientras que si  $|r| \approx 1$ , es un indicador de una relación lineal muy alta entre las variables comparadas.

El coeficiente de correlación de Pearson se puede definir matemáticamente como sigue [16]:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n x_i y_i - \frac{\left(\sum_{i=1}^n x_i\right)\left(\sum_{i=1}^n y_i\right)}{n}}{\sqrt{\left[\sum_{i=1}^n x_i^2 - \frac{\left(\sum_{i=1}^n x_i\right)^2}{n}\right] \left[\sum_{i=1}^n y_i^2 - \frac{\left(\sum_{i=1}^n y_i\right)^2}{n}\right]}}, \quad -1 \leq r \leq 1$$

Donde  $x_i$  e  $y_i$  son los elementos de cada una de las variables relacionadas y  $n$  es el número de elementos de las variables.

En las tablas 23 y 24 se encuentran los coeficientes de correlación para la relación entre el precio de oferta de cada uno de los generadores considerados en el estudio, y las diferentes variables analizadas. En la tabla 23 se tienen los resultados para las centrales hidráulicas, y en la 24 para las térmicas.

Tabla 23. Coeficientes de correlación para las centrales hidráulicas

COEFICIENTE DE CORRELACIÓN CON RESPECTO AL PRECIO DE OFERTA						
Generador	CHIVOR	ALBAN	BETANIA	PORCE2	GUAVIO	SANCARLOS
<b>Dispo Flex</b>	0.3744	0.1830	0.2011	0.5300	0.1114	0.1064
<b>Recp(MW)</b>	0.1526	0.0297	0.1994	0.0793	0.1957	0.2422
<b>RecN(MW)</b>	0.0119	0.1807	0.3384	0.1298	0.2068	0.3342
<b>PIDx</b>	-0.1466	0.1286	0.1235	0.1079	0.1439	0.1378
<b>PIDd</b>	0.0286	0.2975	0.3623	0.4045	0.2633	0.3677
<b>PIDn</b>	0.1897	0.3273	0.3533	0.4142	0.4426	<b>0.7695</b>

COEFICIENTE DE CORRELACIÓN CON RESPECTO AL PRECIO DE OFERTA						
Generador	CHIVOR	ALBAN	BETANIA	PORCE2	GUAVIO	SANCARLOS
<b>Variables</b>						
<b>P2Dx</b>	-0.1877	0.1390	0.1067	0.1001	0.0759	0.1260
<b>P2Dd</b>	0.1121	0.3062	0.3639	0.4116	0.4158	0.6986
<b>P2Dn</b>	0.1297	0.2828	0.3052	0.3763	0.2525	0.4270
<b>Embalse Propio</b>	-0.1466	-0.3859	-0.0810	-0.3058	-0.0489	-0.4442
<b>Embalse Total (MW)</b>	-0.0833	-0.1185	0.1327	-0.1109	-0.0742	-0.2640
<b>PrecioporMW(Contratos)</b>	0.0532	-0.0215	0.1296	-0.0331	0.1797	0.0142
<b>Inflex (MW)</b>	<b>-0.5444</b>	<b>-0.4890</b>	<b>-0.4195</b>	<b>-0.5756</b>	<b>-0.4541</b>	-0.2187
<b>DeltaX</b>	-0.0461	0.0046	0.0189	0.0581	0.1195	0.0501
<b>DeltaD</b>	-0.1067	-0.0573	-0.0161	-0.0088	-0.1131	-0.2398
<b>DeltaN</b>	0.0789	0.0692	0.0796	0.0314	0.1524	0.1934

Tabla 24. Coeficientes de correlación para las centrales térmicas

COEFICIENTE DE CORRELACIÓN CON RESPECTO AL PRECIO DE OFERTA						
Generador	TCENTROI	PAIPA4	FLORES3	TASAJERI	TSIERRA	TEBSA
<b>Variables</b>						
<b>Dispo Flex</b>	0.0104	0.1386	0.1713	0.1014	0.1298	0.0381
<b>Recp(MW)</b>	-0.0045	0.0364	<b>-0.6185</b>	-0.0238	-0.0171	0.4162
<b>RecN(MW)</b>	0.0006	-0.0877	0.0824	0.0165	0.1153	0.3111
<b>PIDx</b>	0.3062	0.0237	0.0190	0.0774	<b>0.2513</b>	-0.1195
<b>PIDd</b>	0.0381	-0.0674	0.1424	0.1413	0.1924	-0.4103
<b>PIDn</b>	-0.0561	-0.1005	0.1405	0.0843	0.0905	-0.4079
<b>P2Dx</b>	0.3128	0.0113	0.0302	0.0652	0.2136	-0.1826
<b>P2Dd</b>	0.0174	-0.0720	0.1533	0.1307	0.1692	<b>-0.4218</b>
<b>P2Dn</b>	-0.0766	-0.1007	0.1371	0.0725	0.0479	-0.3024
<b>Embalse Total (MW)</b>	0.2328	0.1171	-0.1900	0.1743	0.2210	0.1454
<b>PrecioporMW(Contratos)</b>	<b>-0.4123</b>	<b>0.2458</b>	N/A	<b>0.3448</b>	-0.1015	0.2697
<b>Inflex (MW)</b>	-0.0899	-0.0859	-0.1068	-0.0832	-0.1431	-0.0814
<b>DeltaX</b>	0.1270	0.0403	-0.0181	0.0161	0.1428	0.0245
<b>DeltaD</b>	0.0901	0.0261	-0.0292	0.0622	0.0993	0.0133
<b>DeltaN</b>	0.0850	0.0211	0.0010	0.0391	0.0787	-0.0951

## 7.2 RESULTADOS OBTENIDOS Y SU INTERPRETACIÓN

Una vez hecha la precisión anterior, se puede proceder a revisar los resultados obtenidos para cada uno de los generadores estudiados, contando así con una herramienta adicional para la interpretación de los mismos.

Para este proceso en primera instancia se realizará la interpretación de los resultados generales para cada una de las centrales, posteriormente se revisaran en detalle cada una de las componentes planas obtenidas para cada variable analizada, con el fin de definir más claramente las relaciones que pudieran existir entre estas y el precio de oferta, al permitir observar las variaciones de cada una de las variables con respecto a la variable clase (el precio de oferta).

Con el fin de considerar las variables que mayor relevancia tienen en relación al precio de oferta de cada generador (mapas dentro de los recuadros), se aprovechará una característica de la técnica utilizada para el análisis de sensibilidad realizado en la sección 7.3 (la información mutua).

Esta técnica como se verá, da una medida de la cantidad de incertidumbre que el conocimiento de una determinada variable es capaz de despejar con respecto al estado en que se encuentra la segunda [2]. Por tanto se consideran relevantes las variables cuya información mutua sea hasta un 70% inferior en relación a la variable que despeja la mayor cantidad de incertidumbre para cada generador.

Los resultados obtenidos se presentaran así: Para la central hidroeléctrica de Chivor, se presentarán los mapas obtenidos para cada una de las variables (una presentación tipo), mientras que para los demás generadores en vista de la poca relación que poseen con el precio de oferta algunas variables de acuerdo a lo establecido en el análisis de sensibilidad realizado en la sección 7.3, solo se presentaran las variables más relevantes de acuerdo al criterio mencionado.

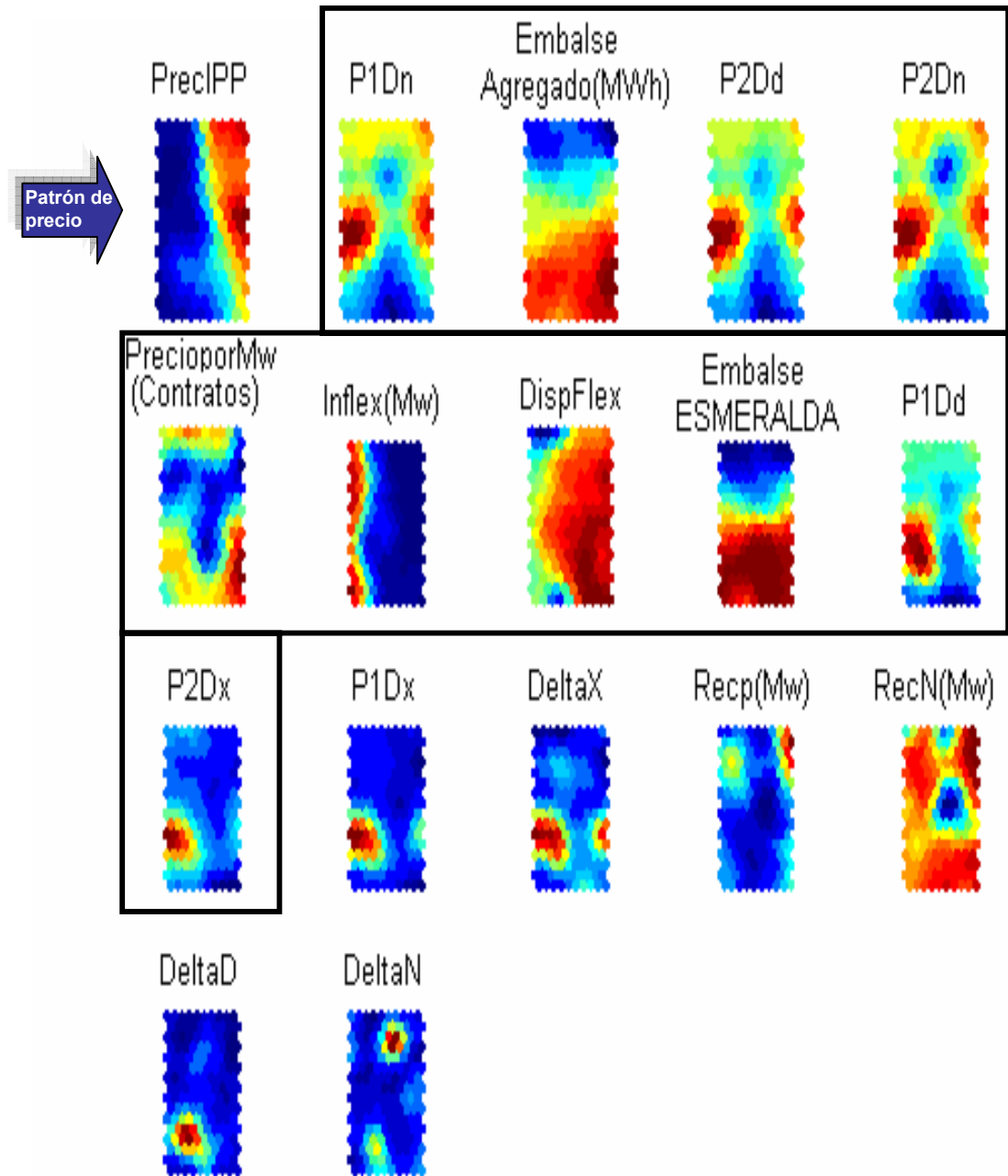
#### 7.2.1 Resultados para CHIVOR

Resultados generales:

De acuerdo a lo establecido en la sección anterior, se observa un grado de correlación relativamente alto entre el precio de oferta y la disponibilidad flexible en la figura 36, por la forma en que se distribuyen los mapas de estas dos variables a lo largo del plano. Por razones similares se puede decir que también existe cierto grado de correlación entre el precio de oferta y las inflexibilidades.

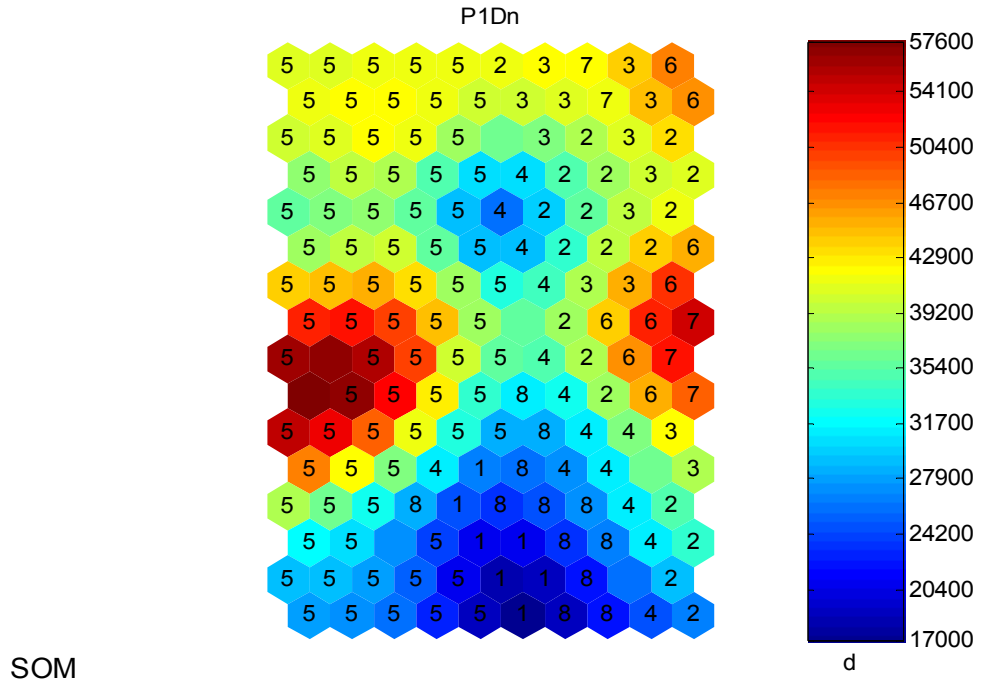
Obsérvese de igual forma que hay una marcada correlación entre las variables P2Dd, P1Dn y P2Dn, y entre el embalse del sistema y el embalse esmeralda (embalse propio de esta planta), lo que permite dilucidar el aporte del mismo al total hidrológico del sistema.

Figura 36. Resultados generales para CHIVOR

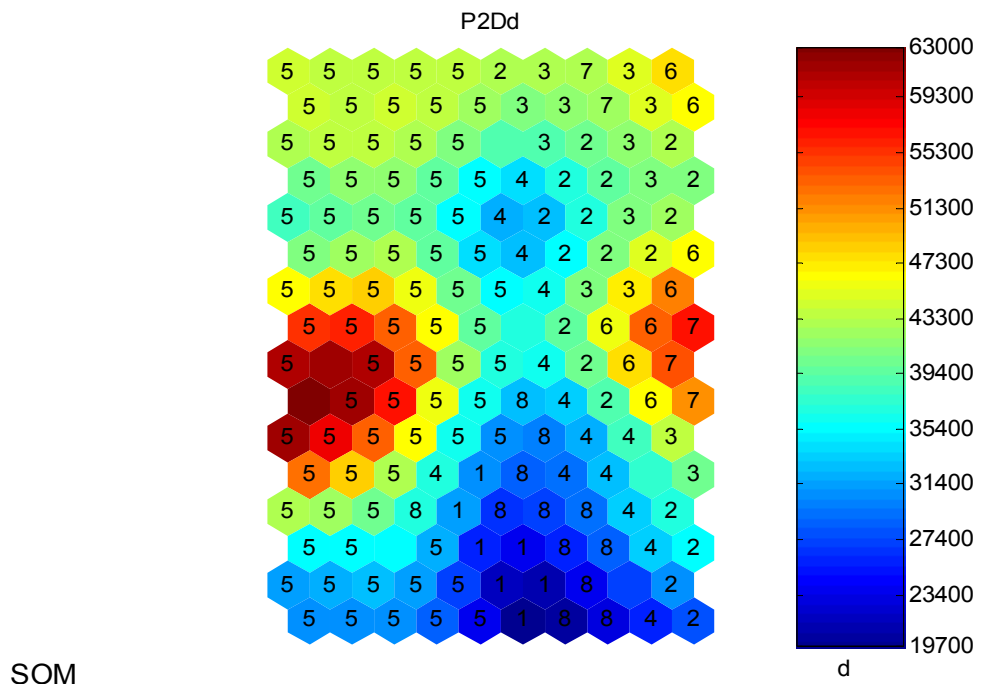


Resultados detallados:

Figura 37. Resultados para CHIVOR (PIDn, P2Dd, Inflexibilidades, Embalse agregado, P2Dn, Disponibilidad flexible, PIDd, Embalse Esmeralda, Contratos, P2Dx).



SOM



SOM

Figura 37. Resultados para CHIVOR (PIDn, P2Dd, Inflexibilidades, Embalse agregado, P2Dn, Disponibilidad flexible, PIDd, Embalse Esmeralda, Contratos, P2Dx) – Continuación.

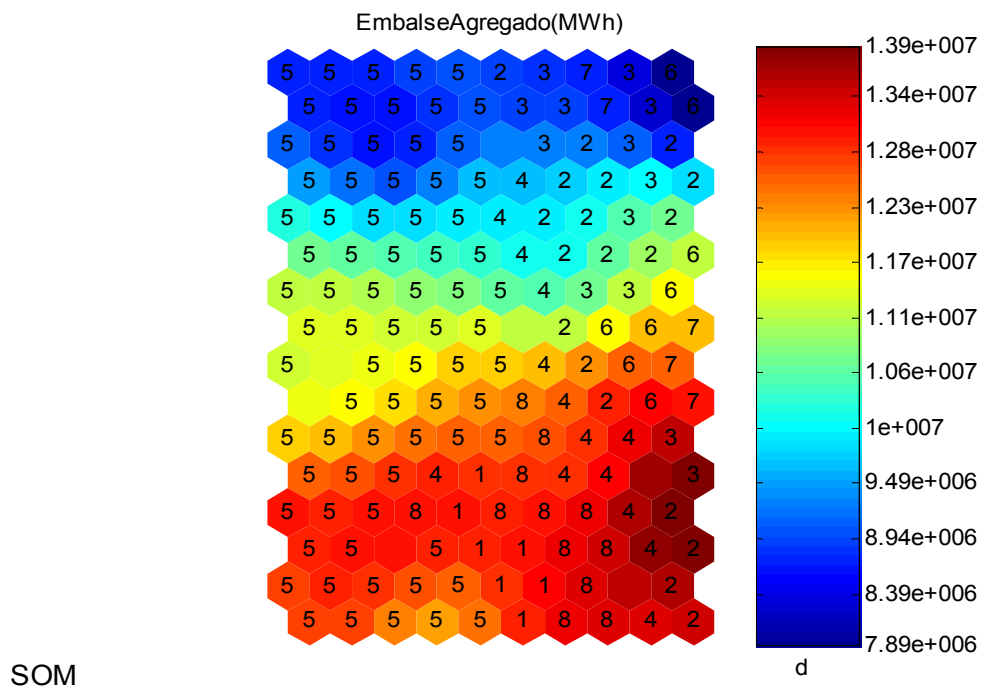
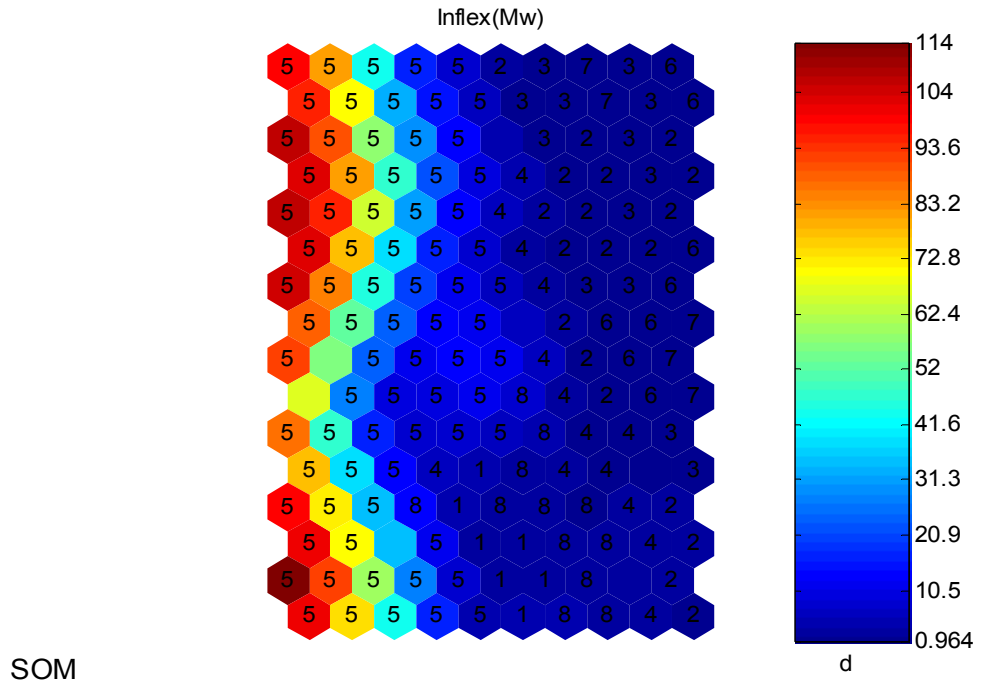
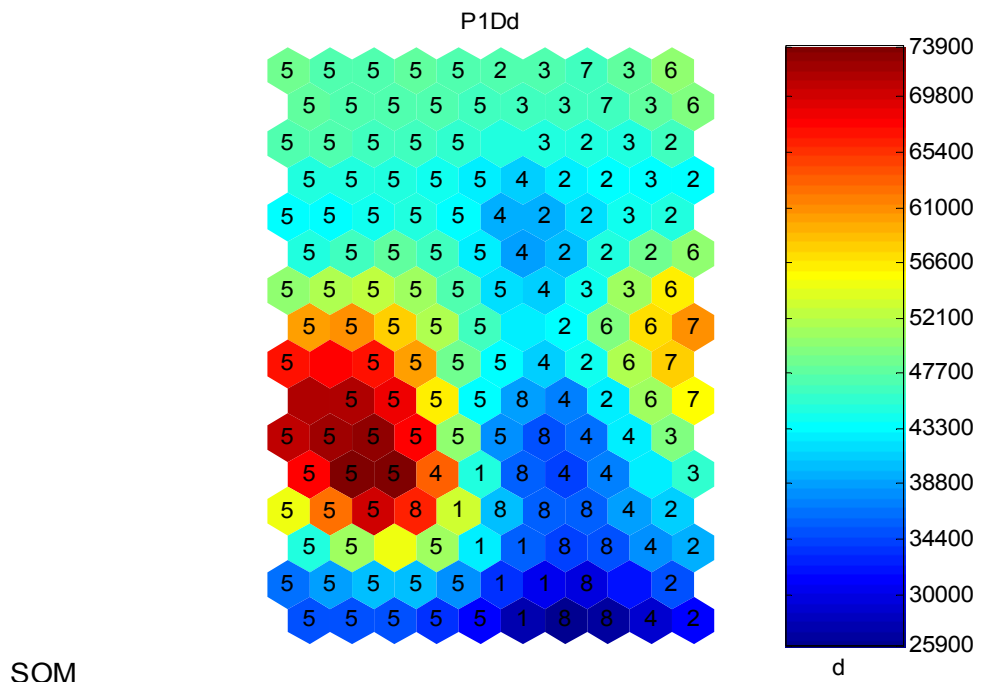
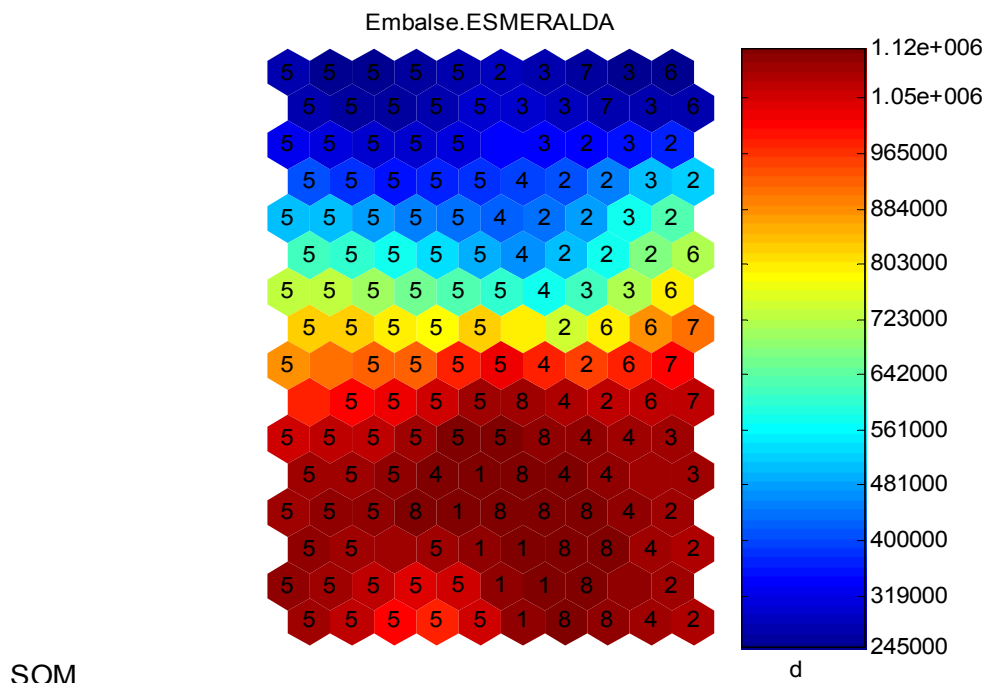




Figura 37. Resultados para CHIVOR (PIDn, P2Dd, Inflexibilidades, Embalse agregado, P2Dn, Disponibilidad flexible, PIDd, Embalse Esmeralda, Contratos, P2Dx) – Continuación.

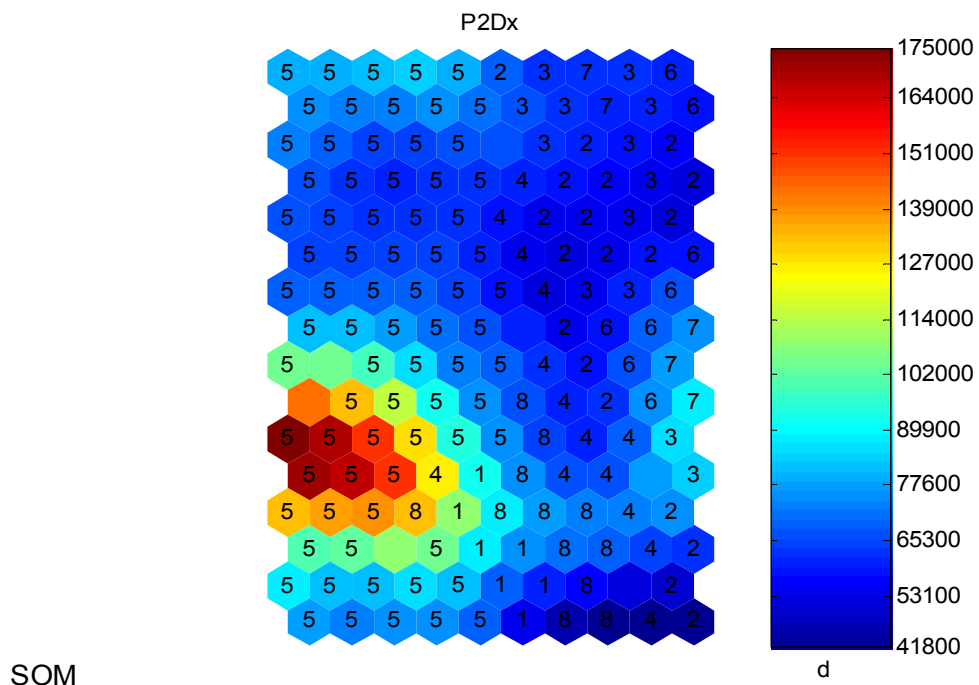
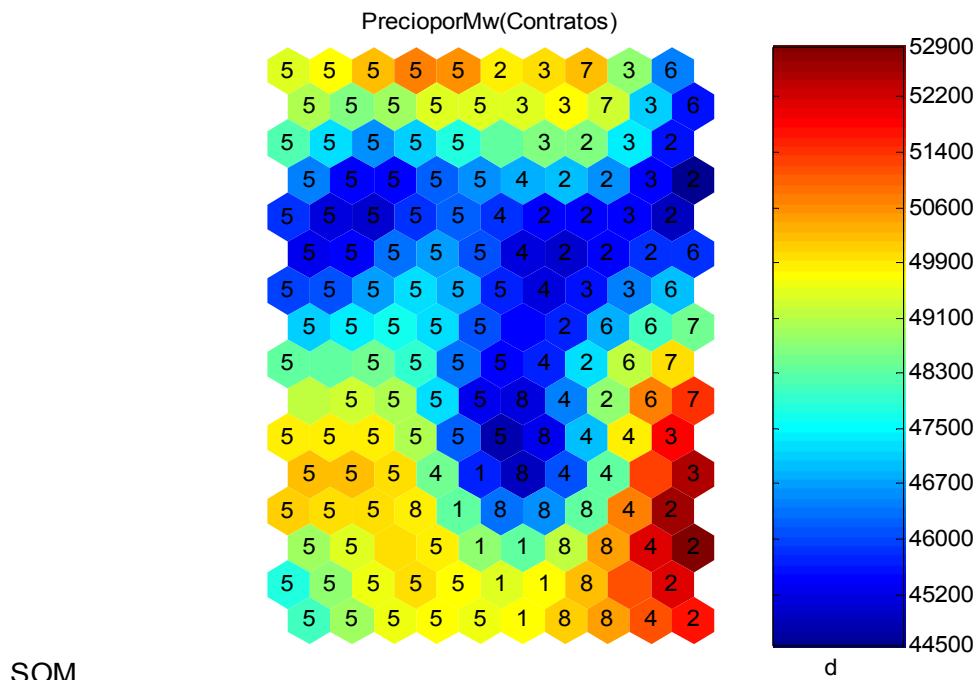


SOM



SOM

Figura 37. Resultados para CHIVOR (PIDn, P2Dd, Inflexibilidades, Embalse agregado, P2Dn, Disponibilidad flexible, PIDd, Embalse Esmeralda, Contratos, P2Dx) – Continuación.



Al integrar las etiquetas en los mapas de las variables consideradas más relevantes para CHIVOR según el criterio mencionado (PIDn, P2Dd, Inflexibilidades, Embalse agregado, P2Dn, Disponibilidad flexible, PIDd, Embalse Esmeralda, Contratos, P2Dx) se obtienen las siguientes relaciones:

Tabla 25. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador CHIVOR.

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>PIDn</b>	Menor a 57600 y mayor que 18700	Rango 5 (\$1245 a \$5315)
	Menor a 26050 y mayor que 17000	Rango 1 (\$7424 a \$18422)
	Menor a 31700 y mayor que 18700	Rango 8 (\$19287 a \$27161)
	Menor a 37300 y mayor que 24200	Rango 4 (\$28202 a \$38948)
	Menor a 44800 y mayor que 27900	Rango 2 (\$39714 a \$48684)
	Menor a 46700 y mayor que 37300	Rango 3 (\$48983 a \$56583)
	Menor a 52250 y mayor que 44800	Rango 6 (\$57580 a \$66111)
	Menor a 54100 y mayor que 42900	Rango 7 (\$67548 a \$78285)
<b>P2Dd</b>	Menor a 63000 y mayor que 23400	Rango 5 (\$1245 a \$5315)
	Menor a 31400 y mayor que 19700	Rango 1 (\$7424 a \$18422)
	Menor a 39400 y mayor que 19700	Rango 8 (\$19287 a \$27161)
	Menor a 39400 y mayor que 25400	Rango 4 (\$28202 a \$38948)
	Menor a 45300 y mayor que 27400	Rango 2 (\$39714 a \$48684)
	Menor a 49300 y mayor que 41350	Rango 3 (\$48983 a \$56583)
	Menor a 53300 y mayor que 45300	Rango 6 (\$57580 a \$66111)
	Menor a 57300 y mayor que 43300	Rango 7 (\$67548 a \$78285)
<b>Inflexibilidades</b>	Menor a 114 y mayor que 5.7	Rango 5 (\$1245 a \$5315)
	Menor a 10.5 y mayor que 5.7	Rango 1 (\$7424 a \$18422)
	Menor a 15.7 y mayor que 0.96	Rango 8 (\$19287 a \$27161)
	Menor a 10.5 y mayor que 0.96	Rango 4 (\$28202 a \$38948)
	Menor a 5.7 y mayor que 0.96	Rango 2 (\$39714 a \$48684)
	Menor a 5.7 y mayor que 0.96	Rango 3 (\$48983 a \$56583)
	Menor a 5.7 y mayor que 0.96	Rango 6 (\$57580 a \$66111)
	Menor a 5.7 y mayor que 0.96	Rango 7 (\$67548 a \$78285)
	Menor a 13.65 y mayor que 8.39	Rango 5 (\$1245 a \$5315)
	Menor a 13.65 y mayor que 12.8	Rango 1 (\$7424 a \$18422)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>Embalse Agregado MWh (millones de unidades)</b>	Menor a 13.4 y mayor que 12.55	Rango 8 (\$19287 a \$27161)
	Menor a 13.9 y mayor que 10	Rango 4 (\$28202 a \$38948)
	Menor a 13.9 y mayor que 8.66	Rango 2 (\$39714 a \$48684)
	Menor a 13.9 y mayor que 8.14	Rango 3 (\$48983 a \$56583)
	Menor a 13.1 y mayor que 7.89	Rango 6 (\$57580 a \$66111)
	Menor a 13.1 y mayor que 8.66	Rango 7 (\$67548 a \$78285)
<b>P2Dn</b>	Menor a 53300 y mayor que 13200	Rango 5 (\$1245 a \$5315)
	Menor a 24000 y mayor que 13200	Rango 1 (\$7424 a \$18422)
	Menor a 27700 y mayor que 16600	Rango 8 (\$19287 a \$27161)
	Menor a 33250 y mayor que 20300	Rango 4 (\$28202 a \$38948)
	Menor a 40650 y mayor que 24000	Rango 2 (\$39714 a \$48684)
	Menor a 40650 y mayor que 27700	Rango 3 (\$48983 a \$56583)
	Menor a 46200 y mayor que 40650	Rango 6 (\$57580 a \$66111)
	Menor a 48100 y mayor que 36950	Rango 7 (\$67548 a \$78285)
<b>Disponibilidad flexible</b>	Menor a 947 y mayor que 663	Rango 5 (\$1245 a \$5315)
	Menor a 947 y mayor que 932	Rango 1 (\$7424 a \$18422)
	Menor a 973 y mayor que 947	Rango 8 (\$19287 a \$27161)
	Menor a 973 y mayor que 918	Rango 4 (\$28202 a \$38948)
	Menor a 960 y mayor que 861	Rango 2 (\$39714 a \$48684)
	Menor a 947 y mayor que 875	Rango 3 (\$48983 a \$56583)
	Menor a 947 y mayor que 904	Rango 6 (\$57580 a \$66111)
	Menor a 947 y mayor que 889	Rango 7 (\$67548 a \$78285)
<b>PIDd</b>	Menor a 73900 y mayor que 30000	Rango 5 (\$1245 a \$5315)
	Menor a 52100 y mayor que 27950	Rango 1 (\$7424 a \$18422)
	Menor a 38800 y mayor que 25900	Rango 8 (\$19287 a \$27161)
	Menor a 65400 y mayor que 30000	Rango 4 (\$28202 a \$38948)
	Menor a 49900 y mayor que 32200	Rango 2 (\$39714 a \$48684)
	Menor a 49900 y mayor que 43300	Rango 3 (\$48983 a \$56583)
	Menor a 56600 y mayor que 49900	Rango 6 (\$57580 a \$66111)
	Menor a 61000 y mayor que 47700	Rango 7 (\$67548 a \$78285)
	Menor a 1.12 y mayor que 0.245	Rango 5 (\$1245 a \$5315)
	Menor a 1.12 y mayor que 1.085	Rango 1 (\$7424 a \$18422)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>Embalse Esmeralda</b>	Menor a 1.12 y mayor que 1.05	Rango 8 (\$19287 a \$27161)
	Menor a 1.12 y mayor que 0.4	Rango 4 (\$28202 a \$38948)
	Menor a 1.085 y mayor que 0.282	Rango 2 (\$39714 a \$48684)
	Menor a 1.05 y mayor que 0.245	Rango 3 (\$48983 a \$56583)
	Menor a 1.05 y mayor que 0.245	Rango 6 (\$57580 a \$66111)
	Menor a 1.05 y mayor que 0.282	Rango 7 (\$67548 a \$78285)
<b>Contratos</b>	Menor a 50600 y mayor que 44850	Rango 5 (\$1245 a \$5315)
	Menor a 49900 y mayor que 46000	Rango 1 (\$7424 a \$18422)
	Menor a 50600 y mayor que 45200	Rango 8 (\$19287 a \$27161)
	Menor a 51800 y mayor que 45200	Rango 4 (\$28202 a \$38948)
	Menor a 52900 y mayor que 44500	Rango 2 (\$39714 a \$48684)
	Menor a 52200 y mayor que 45200	Rango 3 (\$48983 a \$56583)
	Menor a 50600 y mayor que 45600	Rango 6 (\$57580 a \$66111)
	Menor a 51400 y mayor que 48700	Rango 7 (\$67548 a \$78285)
<b>P2Dx</b>	Menor a 175000 y mayor que 59200	Rango 5 (\$1245 a \$5315)
	Menor a 108000 y mayor que 53100	Rango 1 (\$7424 a \$18422)
	Menor a 89900 y mayor que 41800	Rango 8 (\$19287 a \$27161)
	Menor a 71450 y mayor que 41800	Rango 4 (\$28202 a \$38948)
	Menor a 71450 y mayor que 41800	Rango 2 (\$39714 a \$48684)
	Menor a 89900 y mayor que 53100	Rango 3 (\$48983 a \$56583)
	Menor a 71450 y mayor que 59200	Rango 6 (\$57580 a \$66111)
	Menor a 89900 y mayor que 65300	Rango 7 (\$67548 a \$78285)

A partir de la tabla anterior, se puede observar como se asocia la variable clase (el precio de oferta) con cada una de las variables en estudio para la central hidroeléctrica CHIVOR.

Para esta central de generación, se puede establecer una clara dependencia entre PIDn, P2Dd, P2Dn y el precio de oferta, ya que conforme aumenta este último, también aumentan los valores de cada una de las variables como se puede ver en la tabla anterior.

Las variaciones en las demás variables analizadas no evidencian una correspondencia con las de la variable clase.

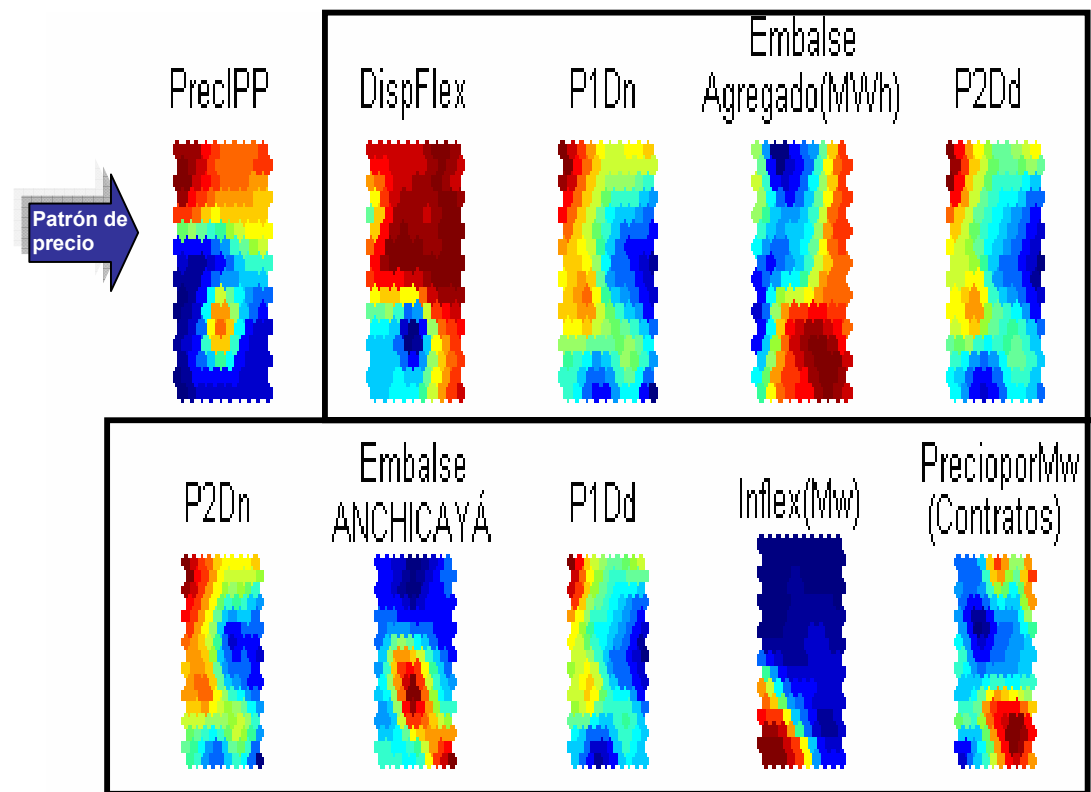
El comportamiento atípico de los valores de oferta más bajos, en relación a todo el conjunto, puede estar asociado a situaciones climáticas favorables al tipo de generación (hidráulica) que motivaron este descenso en los precios de oferta.

Se puede concluir entonces a partir de los resultados, que CHIVOR reacciona ante las señales que le dan las curvas de demanda residual, en especial las coligadas con la demanda mínima. El valor de la oferta que este presenta le permite salir despachado durante todo el día incluso con toda la disponibilidad declarada.

### 7.2.2 Resultados para ALBAN

Resultados generales:

Figura 38. Resultados generales para ALBAN



Se observa un grado de correlación relativamente alto entre el embalse propio de esta central (embalse Anchicayá) y el precio de oferta. También se puede identificar a partir de las distribuciones en los mapas cierto grado de correlación entre las inflexibilidades y el precio de oferta.

No se puede establecer a través de los mapas obtenidos para las variables de esta central una relación significativa entre el embalse propio y el embalse agregado.

Resultados detallados:

Figura 39. Resultados para ALBAN (PIDn, P2Dd, Inflexibilidades, Embalse agregado, P2Dn, Disponibilidad flexible, PIDd, Embalse Anchicayá, Contratos).

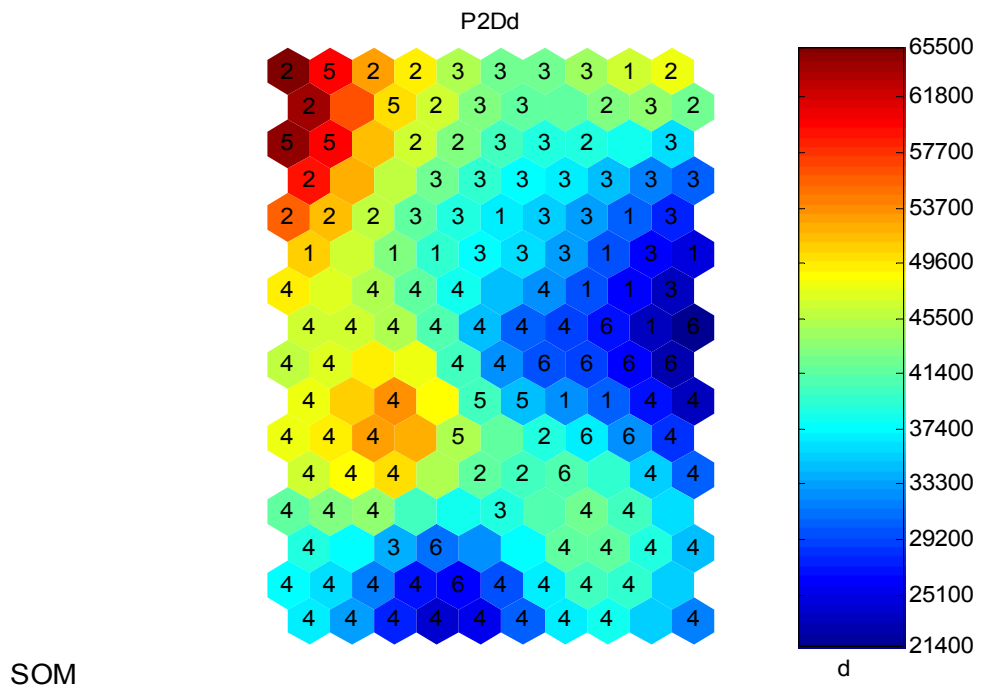
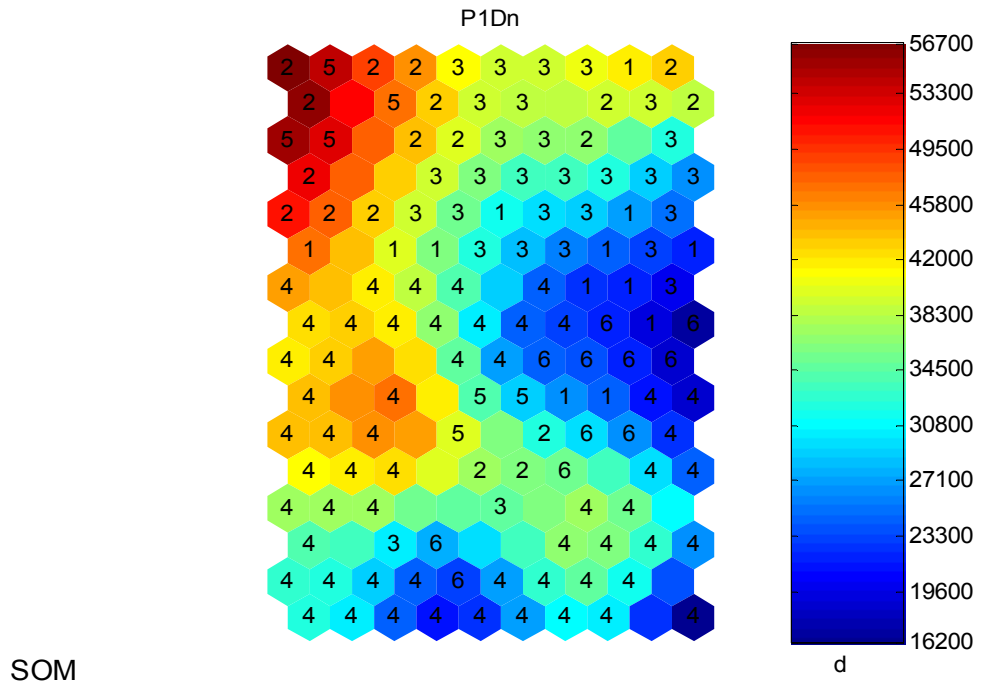


Figura 39. Resultados para ALBAN (PIDn, P2Dd, Inflexibilidades, Embalse agregado, P2Dn, Disponibilidad flexible, PIDd, Embalse Anchicayá, Contratos) – Continuación.

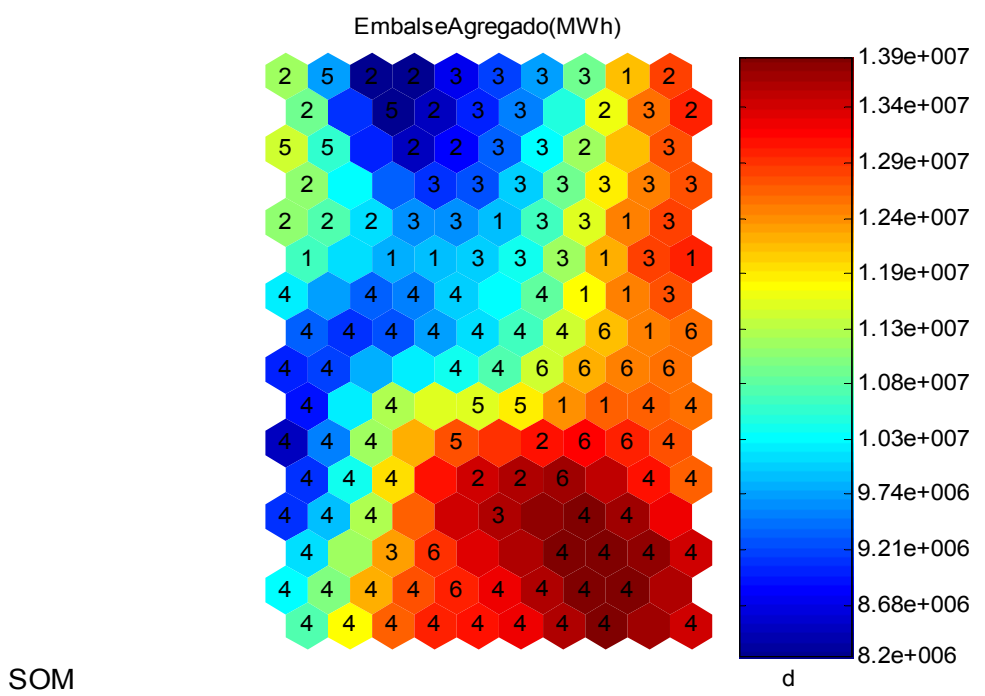
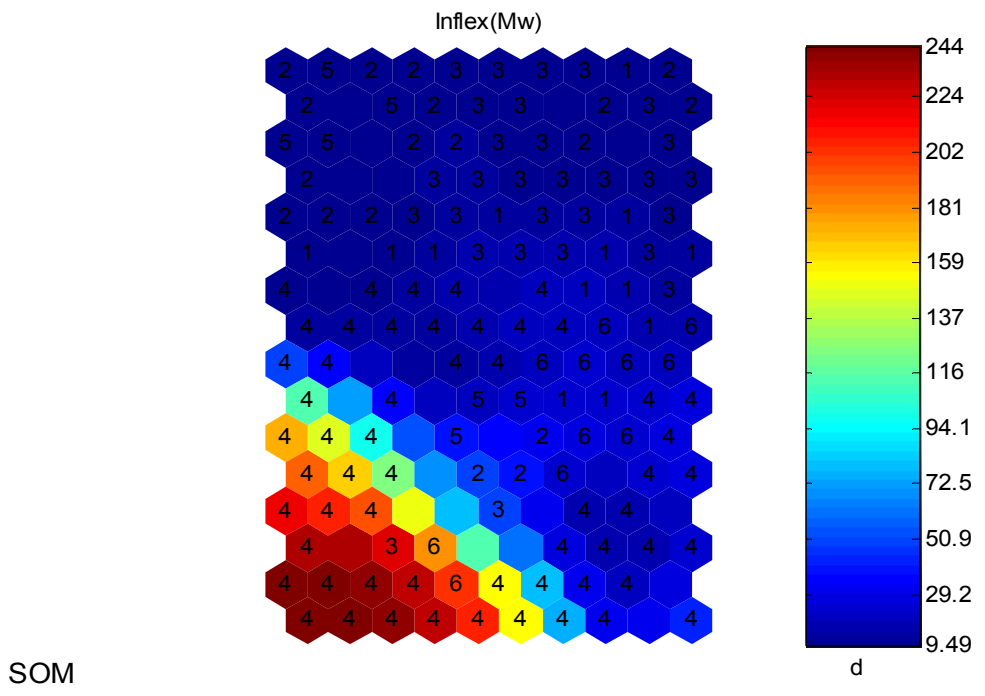


Figura 39. Resultados para ALBAN (PIDn, P2Dd, Inflexibilidades, Embalse agregado, P2Dn, Disponibilidad flexible, PIDd, Embalse Anchicayá, Contratos) – Continuación.

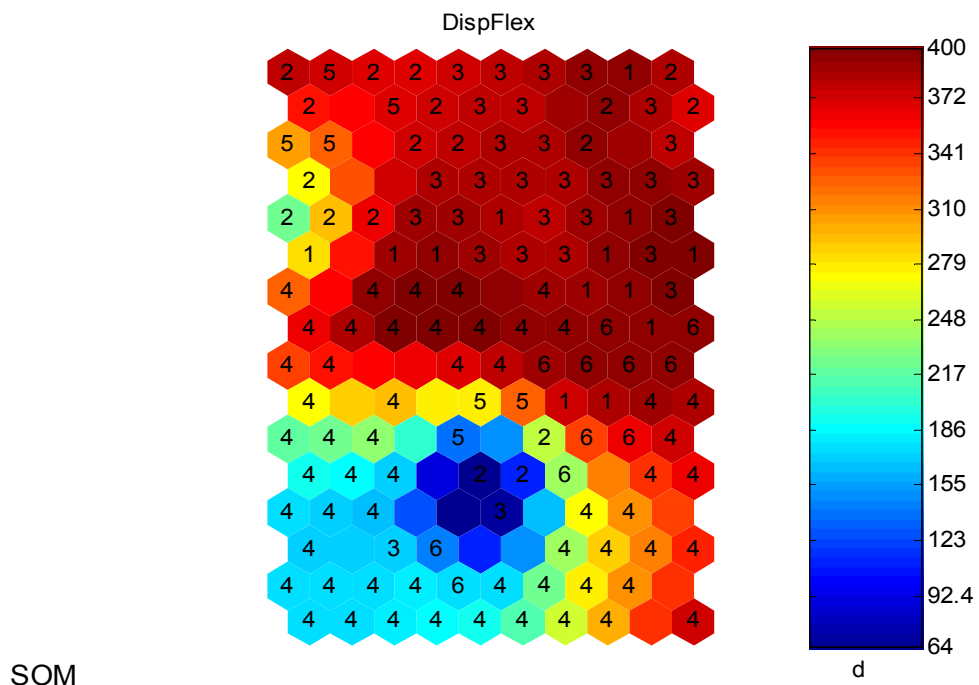
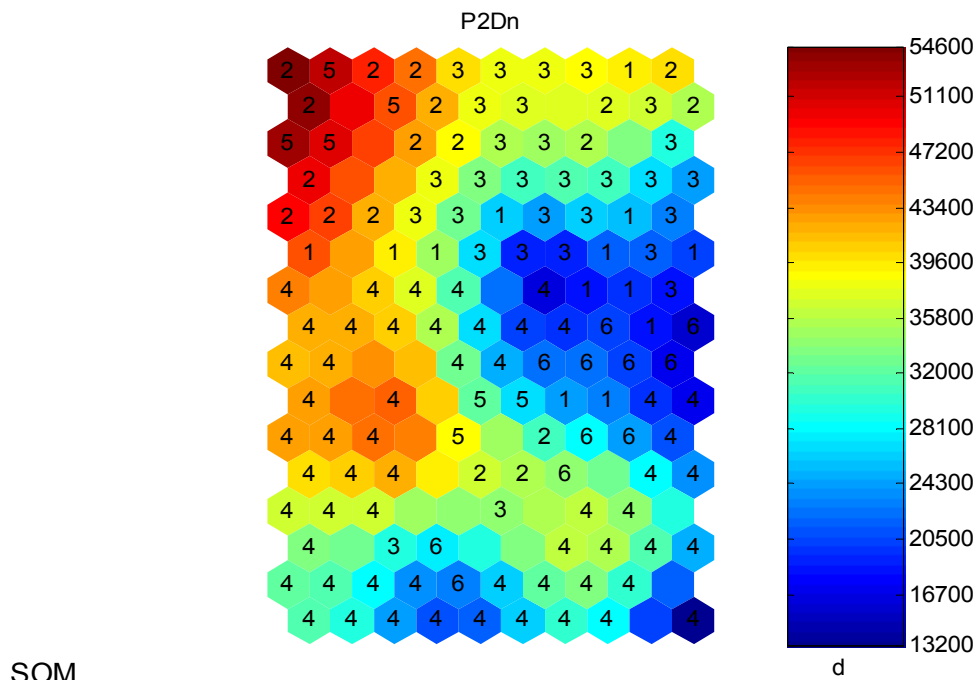


Figura 39. Resultados para ALBAN (P1Dn, P2Dd, Inflexibilidades, Embalse agregado, P2Dn, Disponibilidad flexible, PIDd, Embalse Anchicayá, Contratos) – Continuación.

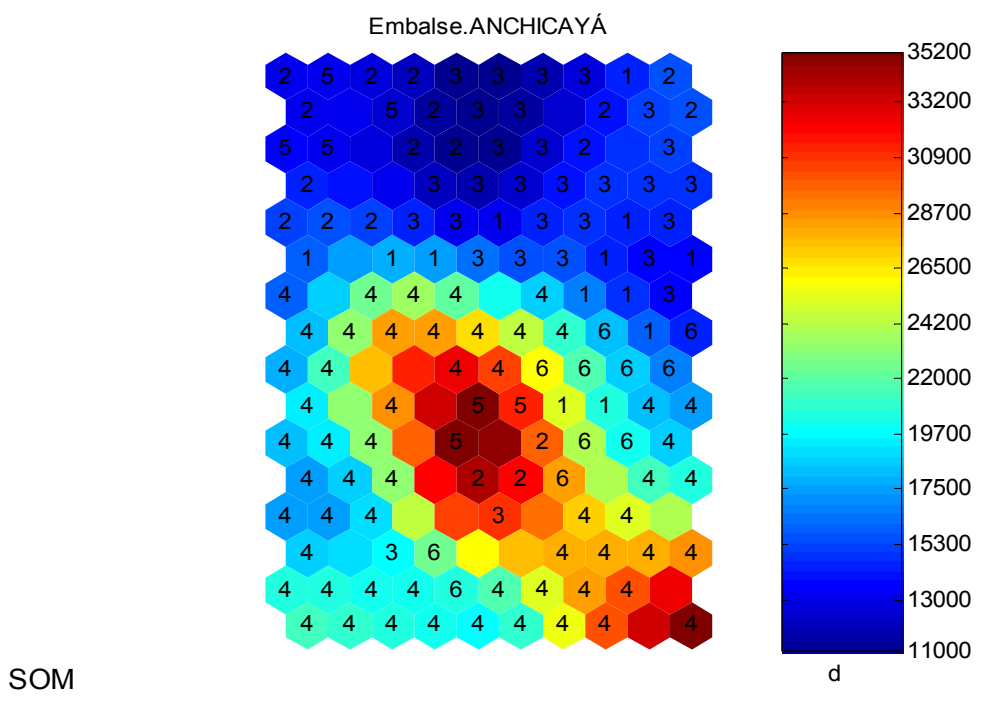
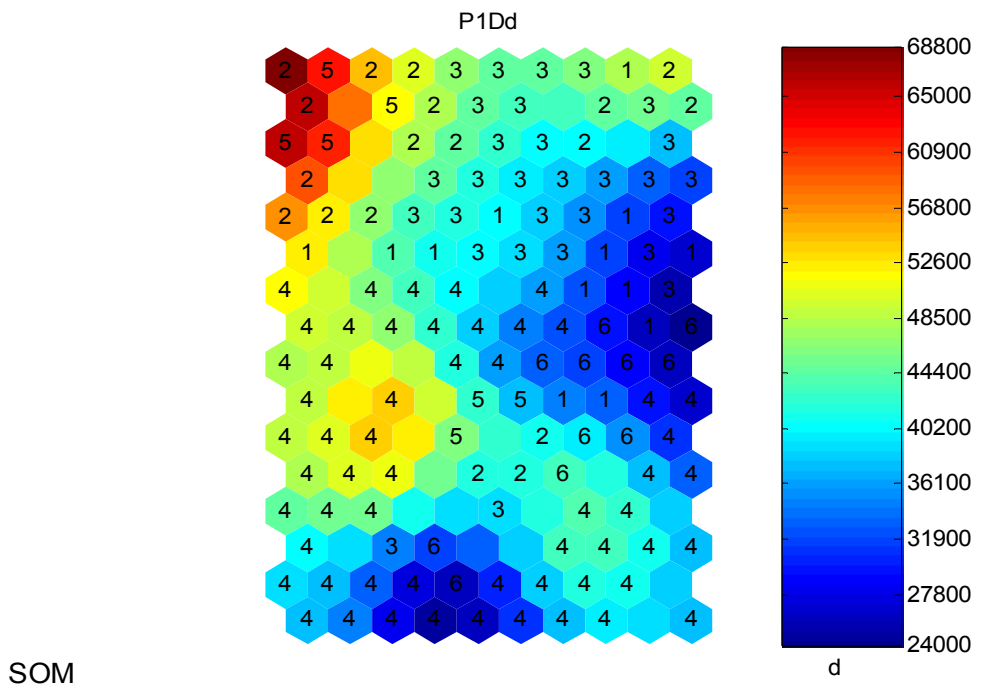
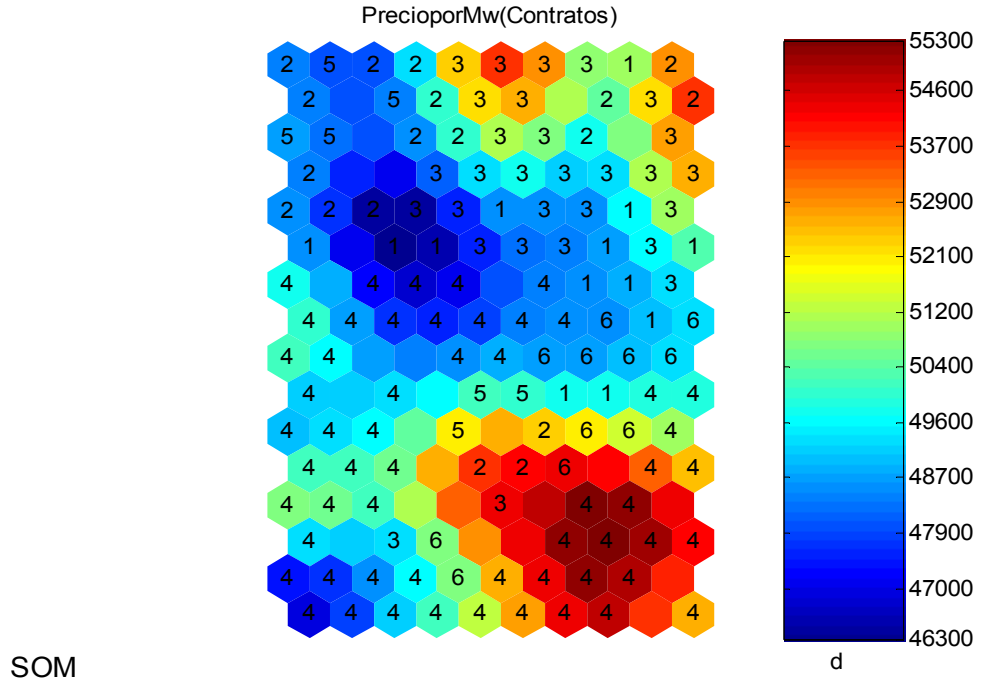


Figura 39. Resultados para ALBAN (PIDn, P2Dd, Inflexibilidades, Embalse agregado, P2Dn, Disponibilidad flexible, PIDd, Embalse Anchicayá, Contratos) – Continuación.



Al integrar las etiquetas en los mapas de las variables consideradas más relevantes para ALBAN según el criterio mencionado (PIDn, P2Dd, Inflexibilidades, Embalse agregado, P2Dn, Disponibilidad flexible, PIDd, Embalse Anchicayá, Contratos) se obtienen las siguientes relaciones:

Tabla 26. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador ALBAN.

Variable	Valor que toma la variable	Rango de precios
PIDn	Menor a 47650 y mayor que 16200	Rango 4 (\$1263 a \$8085)
	Menor a 36400 y mayor que 17900	Rango 6 (\$13276 a \$21566)
	Menor a 47650 y mayor que 19600	Rango 1 (\$22520 a \$35567)
	Menor a 42000 y mayor que 19600	Rango 3 (\$36137 a \$44658)
	Menor a 56700 y mayor que 34500	Rango 2 (\$44981 a \$54420)
	Menor a 53300 y mayor que 30800	Rango 5 (\$55300 a \$64333)
	No se asoció	Rango 7 (\$67446 a \$74420)
	Menor a 53700 y mayor que 23250	Rango 4 (\$1263 a \$8085)
	Menor a 31250 y mayor que 21400	Rango 6 (\$13276 a \$21566)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>P2Dd</b>	Menor a 51650 y mayor que 23250	Rango 1 (\$22520 a \$35567)
	Menor a 45500 y mayor que 23250	Rango 3 (\$36137 a \$44658)
	Menor a 65500 y mayor que 39400	Rango 2 (\$44981 a \$54420)
	Menor a 65500 y mayor que 37400	Rango 5 (\$55300 a \$64333)
	No se asoció	Rango 7 (\$67446 a \$74420)
<b>Inflexibilidades</b>	Menor a 244 y mayor que 9	Rango 4 (\$1263 a \$8085)
	Menor a 202 y mayor que 29	Rango 6 (\$13276 a \$21566)
	Menor a 29 y mayor que 9	Rango 1 (\$22520 a \$35567)
	Menor a 213 y mayor que 9	Rango 3 (\$36137 a \$44658)
	Menor a 51 y mayor que 9	Rango 2 (\$44981 a \$54420)
	Menor a 40 y mayor que 9	Rango 5 (\$55300 a \$64333)
	No se asoció	Rango 7 (\$67446 a \$74420)
<b>Embalse Agregado</b>	Menor a 13.9 y mayor que 8.44	Rango 4 (\$1263 a \$8085)
	Menor a 13.65 y mayor que 11.3	Rango 6 (\$13276 a \$21566)
	Menor a 12.5 y mayor que 10.3	Rango 1 (\$22520 a \$35567)
	Menor a 13.65 y mayor que 8.68	Rango 3 (\$36137 a \$44658)
	Menor a 13.65 y mayor que 8.2	Rango 2 (\$44981 a \$54420)
	Menor a 12.5 y mayor que 8.2	Rango 5 (\$55300 a \$64333)
	No se asoció	Rango 7 (\$67446 a \$74420)
<b>P2Dn</b>	Menor a 45300 y mayor que 13200	Rango 4 (\$1263 a \$8085)
	Menor a 33900 y mayor que 14950	Rango 6 (\$13276 a \$21566)
	Menor a 47200 y mayor que 16700	Rango 1 (\$22520 a \$35567)
	Menor a 41500 y mayor que 16700	Rango 3 (\$36137 a \$44658)
	Menor a 54600 y mayor que 32000	Rango 2 (\$44981 a \$54420)
	Menor a 54600 y mayor que 28100	Rango 5 (\$55300 a \$64333)
	No se asoció	Rango 7 (\$67446 a \$74420)
<b>Disponibilidad flexible</b>	Menor a 400 y mayor que 186	Rango 4 (\$1263 a \$8085)
	Menor a 386 y mayor que 139	Rango 6 (\$13276 a \$21566)
	Menor a 400 y mayor que 279	Rango 1 (\$22520 a \$35567)
	Menor a 400 y mayor que 78	Rango 3 (\$36137 a \$44658)
	Menor a 400 y mayor que 64	Rango 2 (\$44981 a \$54420)
	Menor a 372 y mayor que 139	Rango 5 (\$55300 a \$64333)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
	No se asoció	Rango 7 (\$67446 a \$74420)
<b>PIDd</b>	Menor a 52600 y mayor que 24000	Rango 4 (\$1263 a \$8085)
	Menor a 44400 y mayor que 24000	Rango 6 (\$13276 a \$21566)
	Menor a 52600 y mayor que 27800	Rango 1 (\$22520 a \$35567)
	Menor a 46450 y mayor que 25900	Rango 3 (\$36137 a \$44658)
	Menor a 68800 y mayor que 40200	Rango 2 (\$44981 a \$54420)
	Menor a 65000 y mayor que 36100	Rango 5 (\$55300 a \$64333)
	No se asoció	Rango 7 (\$67446 a \$74420)
<b>Embalse Anchicayá</b>	Menor a 35200 y mayor que 16400	Rango 4 (\$1263 a \$8085)
	Menor a 28700 y mayor que 15300	Rango 6 (\$13276 a \$21566)
	Menor a 25350 y mayor que 13000	Rango 1 (\$22520 a \$35567)
	Menor a 30900 y mayor que 11000	Rango 3 (\$36137 a \$44658)
	Menor a 34200 y mayor que 11000	Rango 2 (\$44981 a \$54420)
	Menor a 35200 y mayor que 13000	Rango 5 (\$55300 a \$64333)
	No se asoció	Rango 7 (\$67446 a \$74420)
<b>Contratos</b>	Menor a 55300 y mayor que 47000	Rango 4 (\$1263 a \$8085)
	Menor a 54150 y mayor que 48700	Rango 6 (\$13276 a \$21566)
	Menor a 50800 y mayor que 46300	Rango 1 (\$22520 a \$35567)
	Menor a 54150 y mayor que 46650	Rango 3 (\$36137 a \$44658)
	Menor a 54150 y mayor que 46650	Rango 2 (\$44981 a \$54420)
	Menor a 52100 y mayor que 48300	Rango 5 (\$55300 a \$64333)
	No se asoció	Rango 7 (\$67446 a \$74420)

A partir de la tabla anterior, se puede observar como se asocia la variable clase (el precio de oferta) con cada una de las variables en estudio para la central hidroeléctrica ALBAN.

Obsérvese que dentro de los resultados presentados, el rango de precios asociado a la etiqueta “7” (los valores de oferta más altos), no fue relacionado con ninguna de las unidades de los mapas realizados. Esta situación, es sinónimo de una conexión débil con el conjunto de datos de entrada, es decir, estos valores del precio de oferta corresponden a valores que pueden ser considerados como atípicos, los cuales no fueron eliminados por medio del proceso de filtrado realizado.

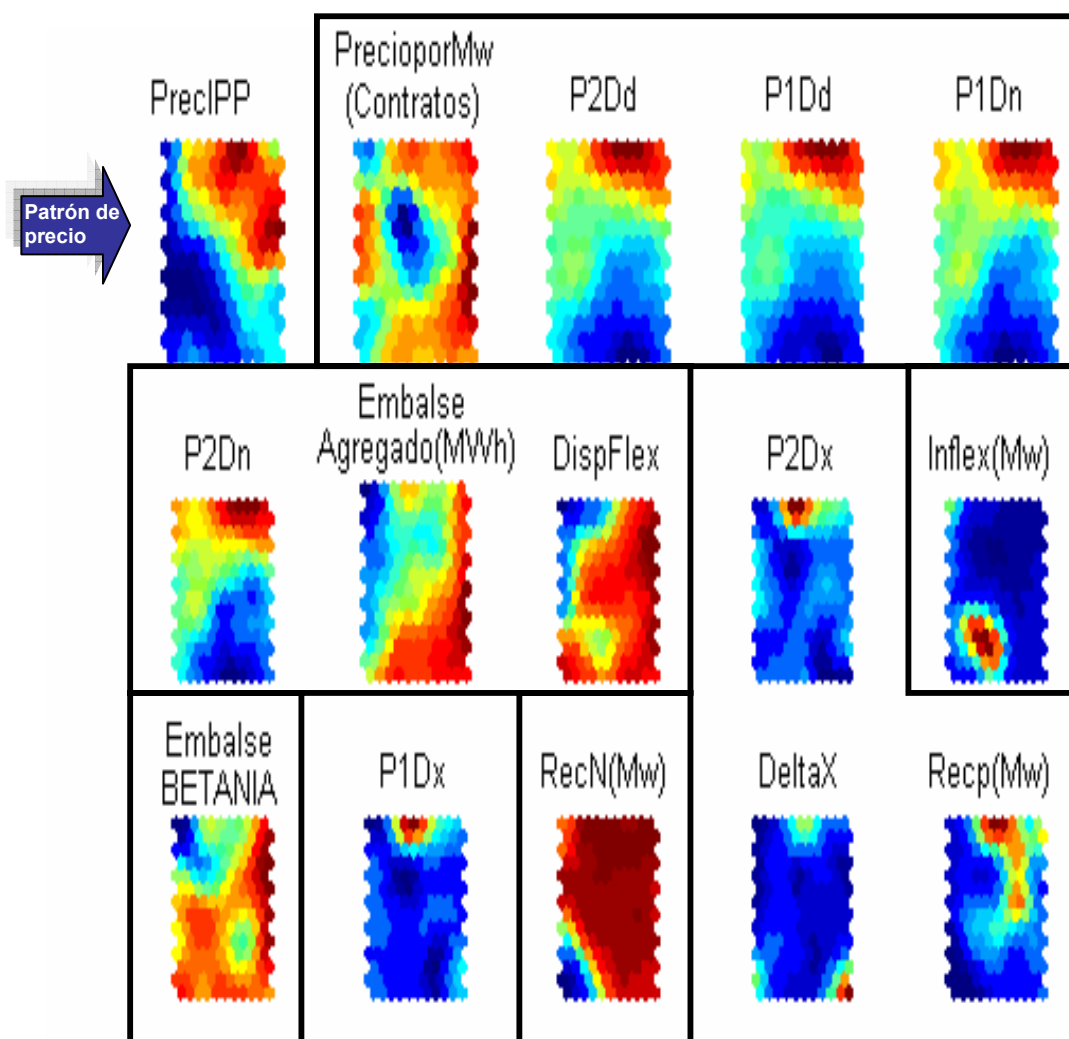
Para esta planta de generación no es posible establecer una clara dependencia con alguna de las variables analizadas, ya que como lo indican los resultados obtenidos las variaciones en cada una de ellas no evidencian una correspondencia con las de la variable clase.

Se puede concluir entonces a partir de los resultados, que ALBAN no tiene un patrón de comportamiento específico en su precio de oferta, ya que no se observa alguna reacción clara de este, frente a las distintas variables.

### 7.2.3 Resultados para BETANIA

Resultados generales:

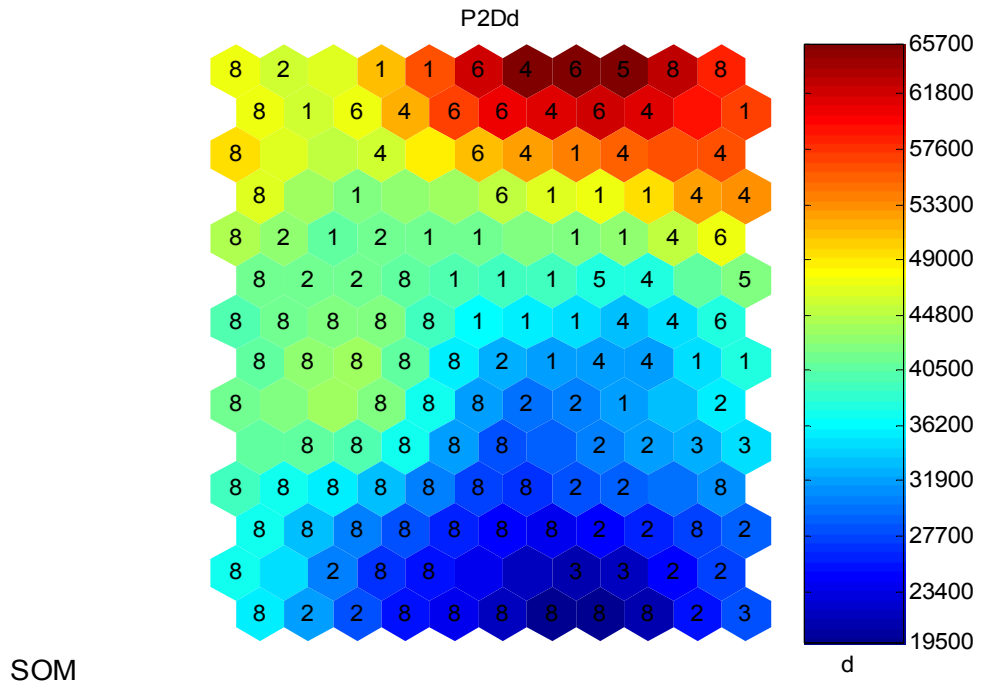
Figura 40. Resultados generales para BETANIA



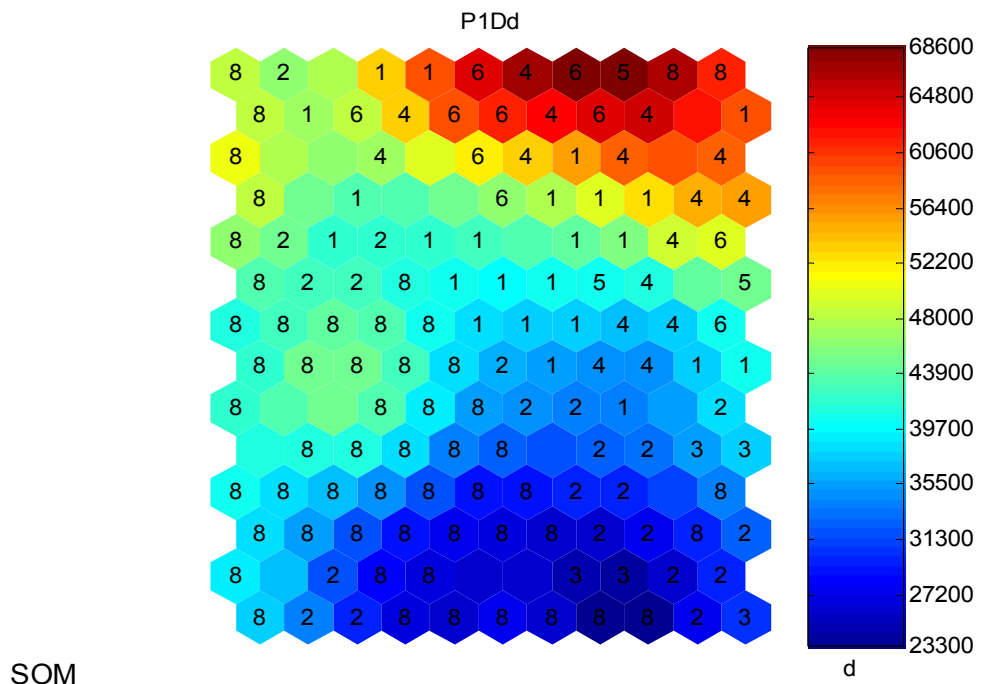
Se observa cierto grado de correlación entre P1Dd, P2Dd, P2Dn, P1Dn y el precio de oferta, por la forma en que se distribuyen los mapas de estas variables a lo largo del plano.

Resultados detallados:

Figura 41. Resultados para BETANIA (P2Dd, PIDd, PIDn, P2Dn, Embalse agregado, Inflexibilidades, Contratos, Disponibilidad flexible, Embalse Betania, Reconciliaciones Negativas).



SOM



SOM

Figura 41. Resultados para BETANIA (P2Dd, PIDd, PIDn, P2Dn, Embalse agregado, Inflexibilidades, Contratos, Disponibilidad flexible, Embalse Betania, Reconciliaciones Negativas) – Continuación.

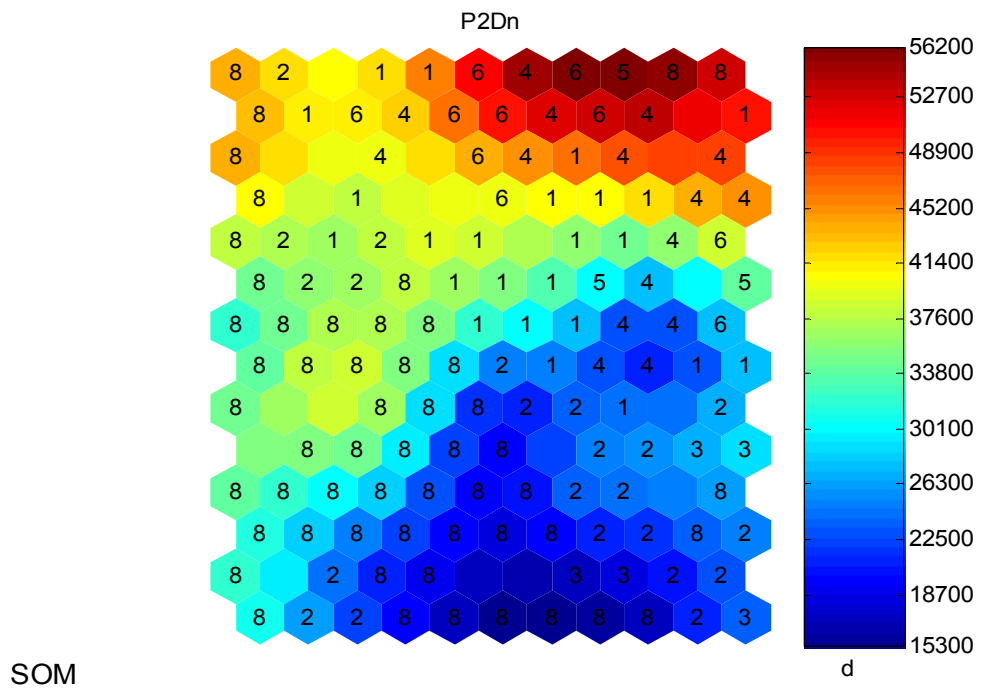
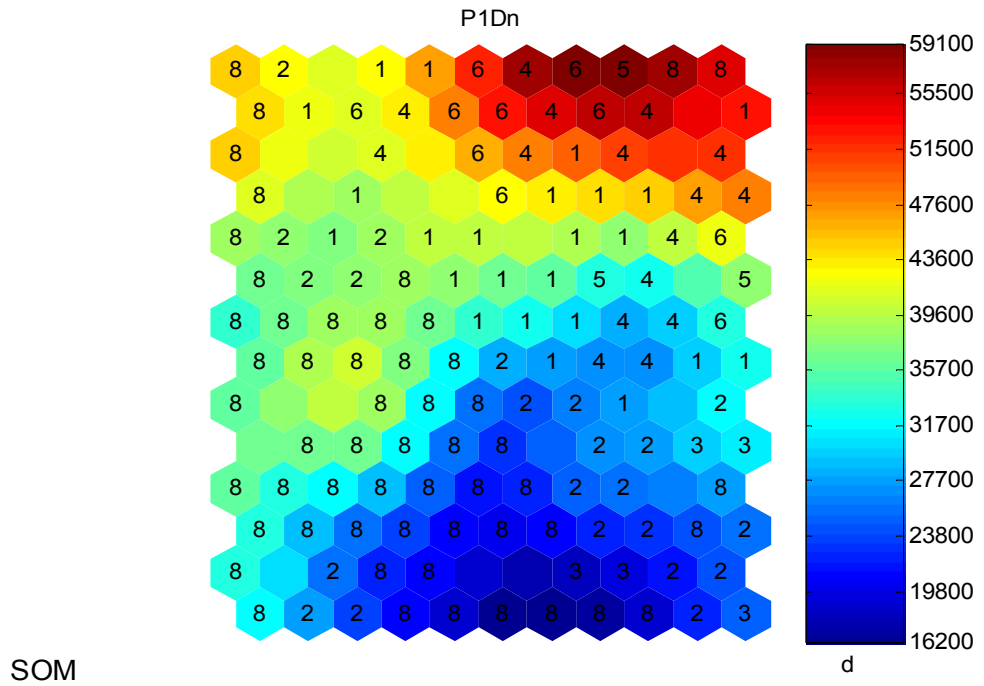


Figura 41. Resultados para BETANIA (P2Dd, PIDd, PIDn, P2Dn, Embalse agregado, Inflexibilidades, Contratos, Disponibilidad flexible, Embalse Betania, Reconciliaciones Negativas) – Continuación.

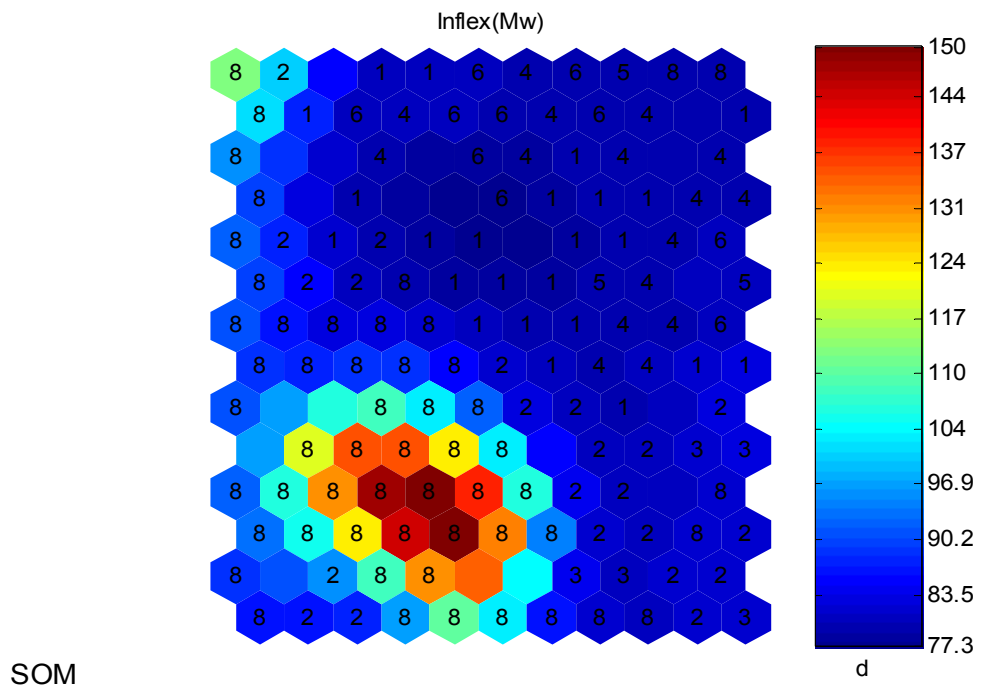
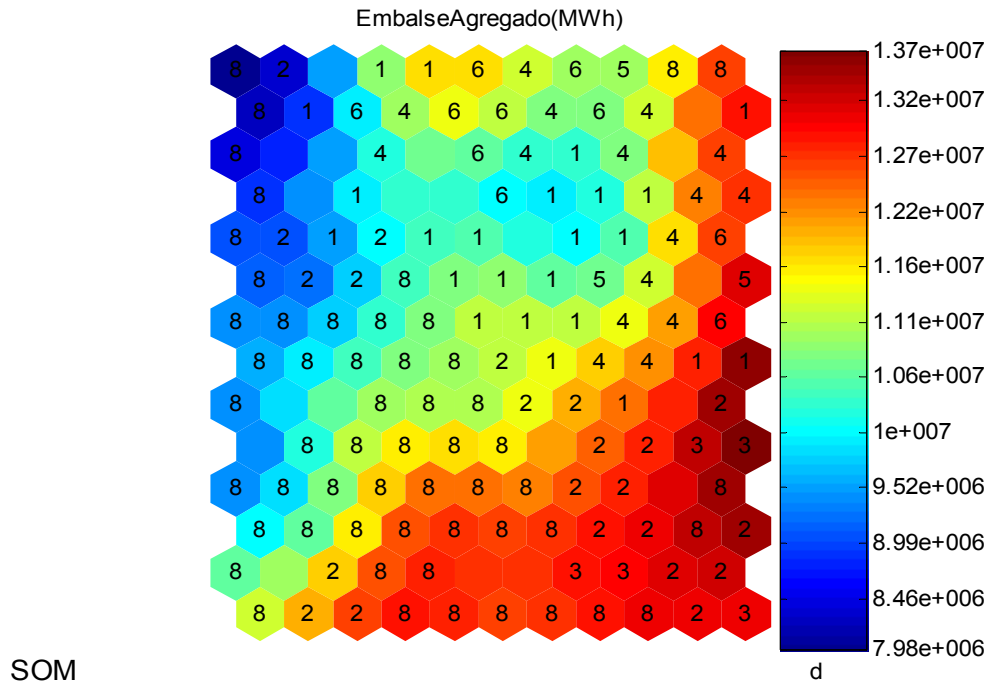


Figura 41. Resultados para BETANIA (P2Dd, PIDd, PIDn, P2Dn, Embalse agregado, Inflexibilidades, Contratos, Disponibilidad flexible, Embalse Betania, Reconciliaciones Negativas) – Continuación.

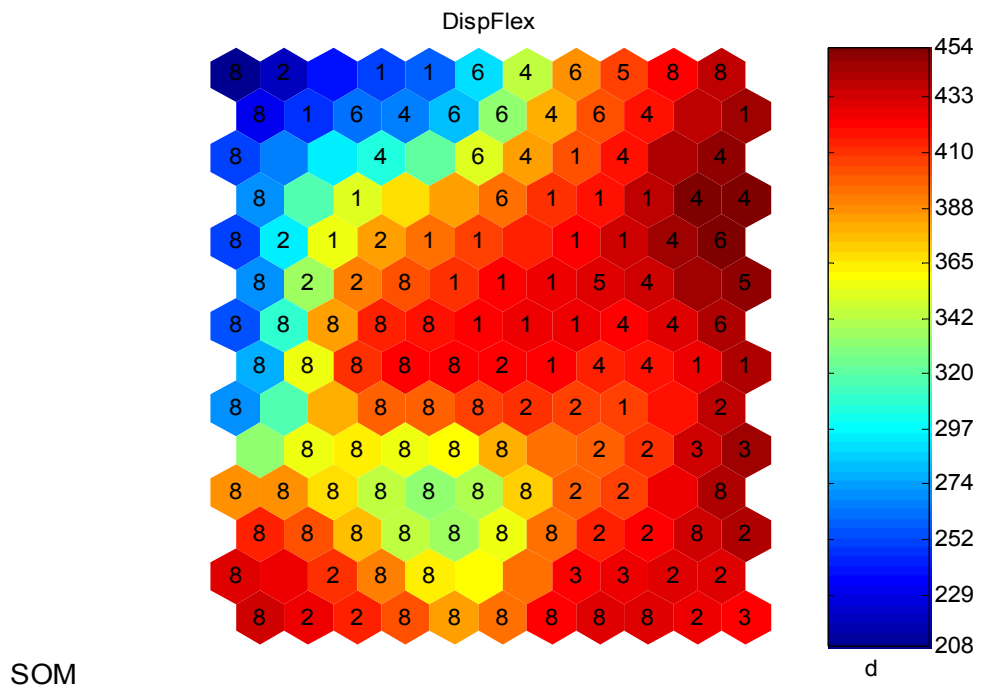
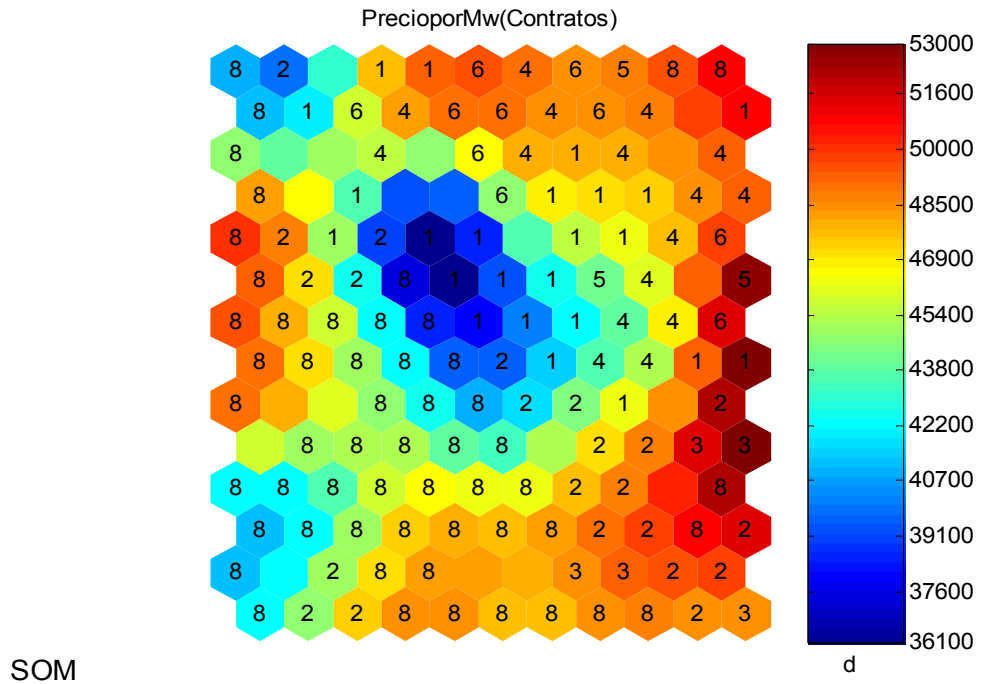
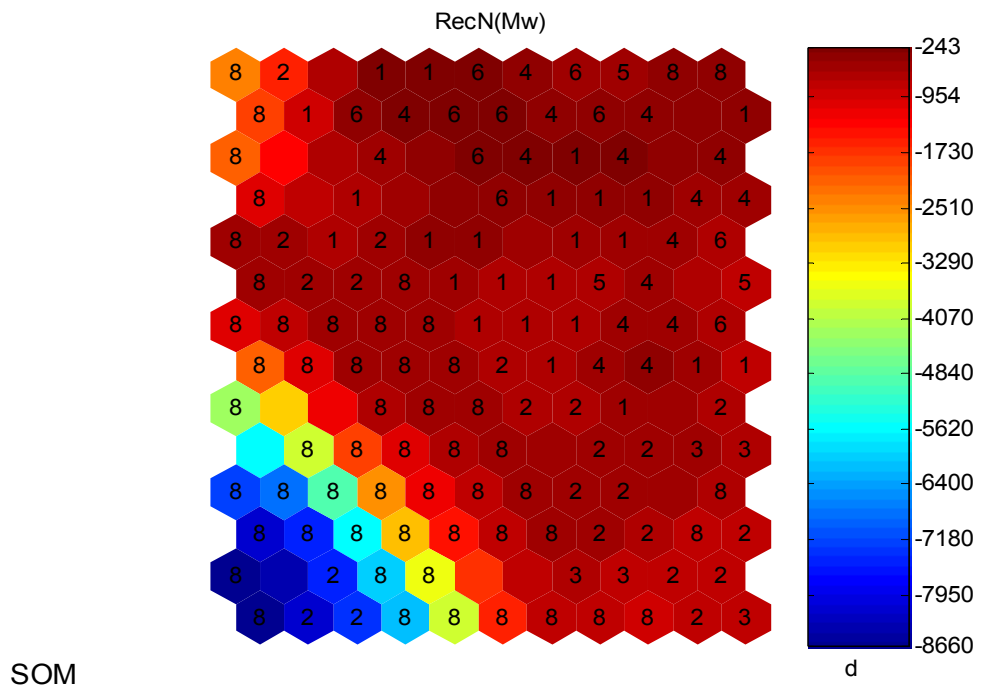
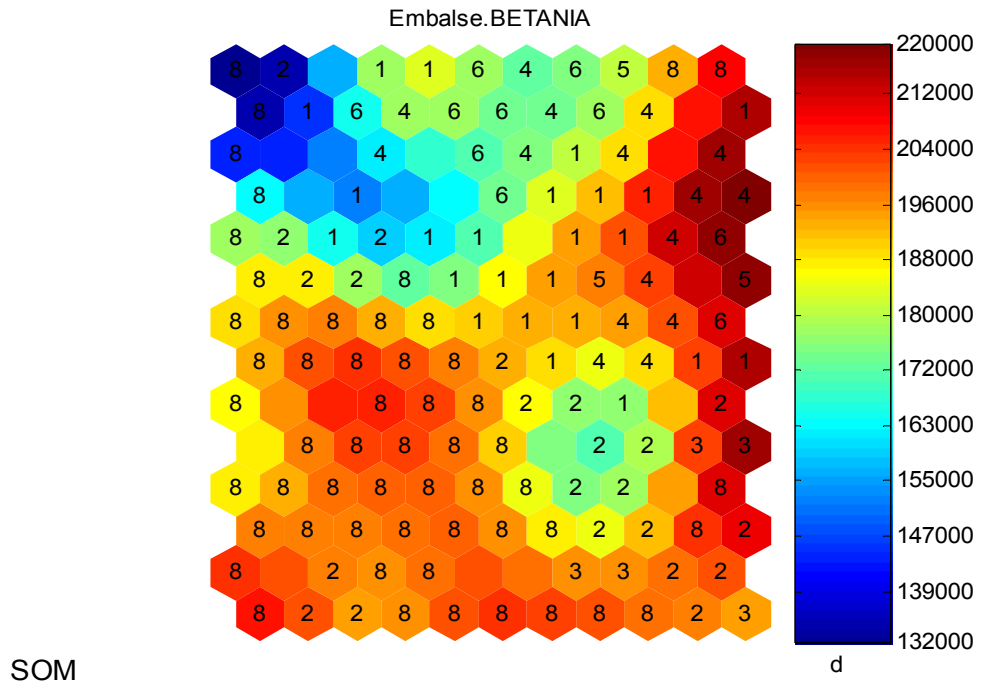


Figura 41. Resultados para BETANIA (P2Dd, PIDd, PIDn, P2Dn, Embalse agregado, Inflexibilidades, Contratos, Disponibilidad flexible, Embalse Betania, Reconciliaciones Negativas) – Continuación.



Al integrar las etiquetas en los mapas de las variables consideradas más relevantes para BETANIA según el criterio mencionado (P2Dd, PIDd, PIDn, P2Dn, Embalse agregado, Inflexibilidades, Contratos, Disponibilidad flexible, Embalse Betania, Reconciliaciones Negativas) se obtienen las siguientes relaciones:

Tabla 27. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador BETANIA.

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>P2Dd</b>	Menor a 61800 y mayor que 19500	Rango 8 (\$1256 a \$14344)
	Menor a 36200 y mayor que 21450	Rango 3 (\$17796 a \$32835)
	Menor a 46900 y mayor que 23400	Rango 2 (\$33704 a \$43474)
	Menor a 55450 y mayor que 31900	Rango 1 (\$44447 a \$57901)
	Menor a 65700 y mayor que 31900	Rango 4 (\$59815 a \$74282)
	Menor a 65700 y mayor que 38350	Rango 5 (\$78285 a \$83767)
	Menor a 65700 y mayor que 46900	Rango 6 (\$86546 a \$96072)
	No se asoció	Rango 7 (\$101458 a \$106845)
<b>PIDd</b>	Menor a 66700 y mayor que 23300	Rango 8 (\$1256 a \$14344)
	Menor a 39700 y mayor que 25250	Rango 3 (\$17796 a \$32835)
	Menor a 45950 y mayor que 25250	Rango 2 (\$33704 a \$43474)
	Menor a 58500 y mayor que 35500	Rango 1 (\$44447 a \$57901)
	Menor a 66700 y mayor que 35500	Rango 4 (\$59815 a \$74282)
	Menor a 68600 y mayor que 41800	Rango 5 (\$78285 a \$83767)
	Menor a 68600 y mayor que 39700	Rango 6 (\$86546 a \$96072)
	No se asoció	Rango 7 (\$101458 a \$106845)
<b>PIDn</b>	Menor a 57300 y mayor que 16200	Rango 8 (\$1256 a \$14344)
	Menor a 31700 y mayor que 18000	Rango 3 (\$17796 a \$32835)
	Menor a 43600 y mayor que 21800	Rango 2 (\$33704 a \$43474)
	Menor a 53500 y mayor que 27700	Rango 1 (\$44447 a \$57901)
	Menor a 57300 y mayor que 27700	Rango 4 (\$59815 a \$74282)
	Menor a 59100 y mayor que 33700	Rango 5 (\$78285 a \$83767)
	Menor a 59100 y mayor que 35700	Rango 6 (\$86546 a \$96072)
	No se asoció	Rango 7 (\$101458 a \$106845)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>P2Dn</b>	Menor a 56200 y mayor que 15300	Rango 8 (\$1256 a \$14344)
	Menor a 30100 y mayor que 17000	Rango 3 (\$17796 a \$32835)
	Menor a 43300 y mayor que 20600	Rango 2 (\$33704 a \$43474)
	Menor a 50800 y mayor que 24400	Rango 1 (\$44447 a \$57901)
	Menor a 54450 y mayor que 20600	Rango 4 (\$59815 a \$74282)
	Menor a 56200 y mayor que 30100	Rango 5 (\$78285 a \$83767)
	Menor a 56200 y mayor que 30100	Rango 6 (\$86546 a \$96072)
	No se asoció	Rango 7 (\$101458 a \$106845)
<b>Embalse Agregado</b>	Menor a 13.45 y mayor que 7.98	Rango 8 (\$1256 a \$14344)
	Menor a 13.7 y mayor que 12.95	Rango 3 (\$17796 a \$32835)
	Menor a 13.45 y mayor que 8.22	Rango 2 (\$33704 a \$43474)
	Menor a 13.7 y mayor que 8.99	Rango 1 (\$44447 a \$57901)
	Menor a 12.7 y mayor que 10	Rango 4 (\$59815 a \$74282)
	Menor a 13.2 y mayor que 10.6	Rango 5 (\$78285 a \$83767)
	Menor a 12.95 y mayor que 10	Rango 6 (\$86546 a \$96072)
	No se asoció	Rango 7 (\$101458 a \$106845)
<b>Inflexibilidad</b>	Menor a 150 y mayor que 80	Rango 8 (\$1256 a \$14344)
	Menor a 84 y mayor que 80	Rango 3 (\$17796 a \$32835)
	Menor a 97 y mayor que 80	Rango 2 (\$33704 a \$43474)
	Menor a 87 y mayor que 80	Rango 1 (\$44447 a \$57901)
	Menor a 84 y mayor que 80	Rango 4 (\$59815 a \$74282)
	Menor a 84 y mayor que 80	Rango 5 (\$78285 a \$83767)
	Menor a 80 y mayor que 77	Rango 6 (\$86546 a \$96072)
	No se asoció	Rango 7 (\$101458 a \$106845)
<b>Contratos</b>	Menor a 52300 y mayor que 36850	Rango 8 (\$1256 a \$14344)
	Menor a 53000 y mayor que 48500	Rango 3 (\$17796 a \$32835)
	Menor a 52300 y mayor que 39100	Rango 2 (\$33704 a \$43474)
	Menor a 53000 y mayor que 36100	Rango 1 (\$44447 a \$57901)
	Menor a 49250 y mayor que 43800	Rango 4 (\$59815 a \$74282)
	Menor a 53000 y mayor que 44600	Rango 5 (\$78285 a \$83767)
	Menor a 50800 y mayor que 44600	Rango 6 (\$86546 a \$96072)
	No se asoció	Rango 7 (\$101458 a \$106845)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>Disponibilidad flexible</b>	Menor a 444 y mayor que 208	Rango 8 (\$1256 a \$14344)
	Menor a 444 y mayor que 422	Rango 3 (\$17796 a \$32835)
	Menor a 444 y mayor que 218	Rango 2 (\$33704 a \$43474)
	Menor a 454 y mayor que 252	Rango 1 (\$44447 a \$57901)
	Menor a 454 y mayor que 274	Rango 4 (\$59815 a \$74282)
	Menor a 454 y mayor que 399	Rango 5 (\$78285 a \$83767)
	Menor a 454 y mayor que 274	Rango 6 (\$86546 a \$96072)
	No se asoció	Rango 7 (\$101458 a \$106845)
<b>Embalse Betania</b>	Menor a 208000 y mayor que 132000	Rango 8 (\$1256 a \$14344)
	Menor a 212000 y mayor que 196000	Rango 3 (\$17796 a \$32835)
	Menor a 212000 y mayor que 135500	Rango 2 (\$33704 a \$43474)
	Menor a 216000 y mayor que 147000	Rango 1 (\$44447 a \$57901)
	Menor a 220000 y mayor que 163000	Rango 4 (\$59815 a \$74282)
	Menor a 220000 y mayor que 180000	Rango 5 (\$78285 a \$83767)
	Menor a 220000 y mayor que 163000	Rango 6 (\$86546 a \$96072)
	No se asoció	Rango 7 (\$101458 a \$106845)
<b>Reconciliaciones Negativas</b>	Menor a -590 y mayor que -8660	Rango 8 (\$1256 a \$14344)
	Menor a -590 y mayor que -954	Rango 3 (\$17796 a \$32835)
	Menor a -590 y mayor que -8305	Rango 2 (\$33704 a \$43474)
	Menor a -243 y mayor que -954	Rango 1 (\$44447 a \$57901)
	Menor a -243 y mayor que -590	Rango 4 (\$59815 a \$74282)
	Menor a -590 y mayor que -590	Rango 5 (\$78285 a \$83767)
	Menor a -243 y mayor que -590	Rango 6 (\$86546 a \$96072)
	No se asoció	Rango 7 (\$101458 a \$106845)

A partir de la tabla anterior, se puede observar como se asocia la variable clase (el precio de oferta) con cada una de las variables en estudio para la central hidroeléctrica de BETANIA.

Para esta central de generación, se puede establecer una clara dependencia entre PIDd, P2Dd, PIDn, P2Dn y el precio de oferta, ya que conforme aumenta este último, también aumentan los valores de cada una de las variables como se puede ver en la tabla anterior.

Las variaciones en las demás variables analizadas no evidencian una correspondencia con las de la variable clase.

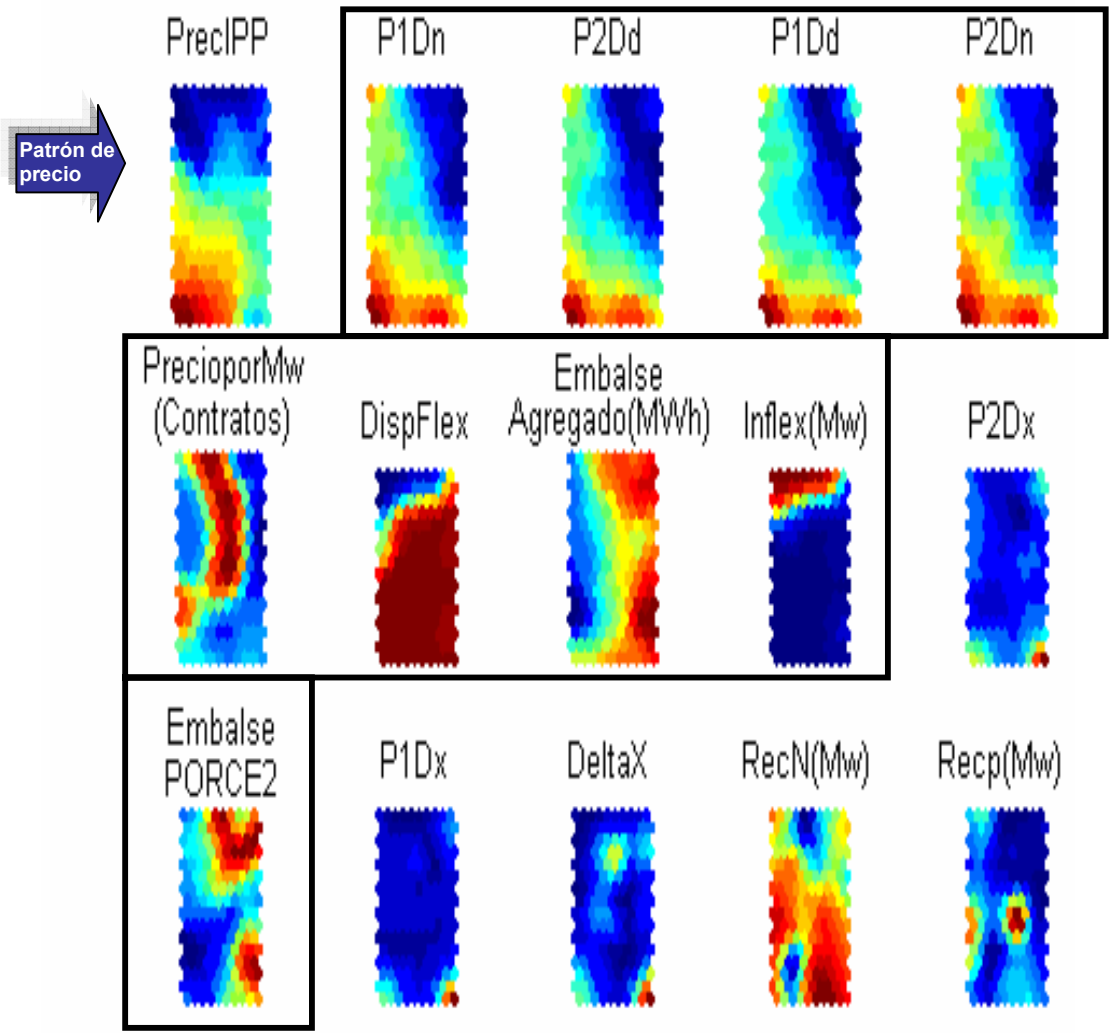
El comportamiento atípico de los valores de oferta más bajos, en relación a todo el conjunto, puede estar asociado a situaciones climáticas favorables al tipo de generación (hidráulica) que motivaron este descenso en los precios de oferta.

Se puede concluir entonces a partir de los resultados, que BETANIA reacciona ante las señales que le dan las curvas de demanda residual, y de acuerdo a los valores ofertados hace mucho más marcada esta relación con los descriptores en la demanda mediana.

#### 7.2.4 Resultados para PORCE II

Resultados generales:

Figura 42. Resultados generales para PORCE II



Se observa un alto grado de correlación entre P2Dn, P2Dd, P1Dn, P1Dd, y el precio de oferta por la forma en que se distribuyen los mapas de estas variables a lo largo del plano.

Resultados detallados:

Figura 43. Resultados para PORCE2 (P1Dn, P2Dd, P2Dn, P1Dd, Inflexibilidades, Contratos, Embalse Agregado, Embalse Porce II).

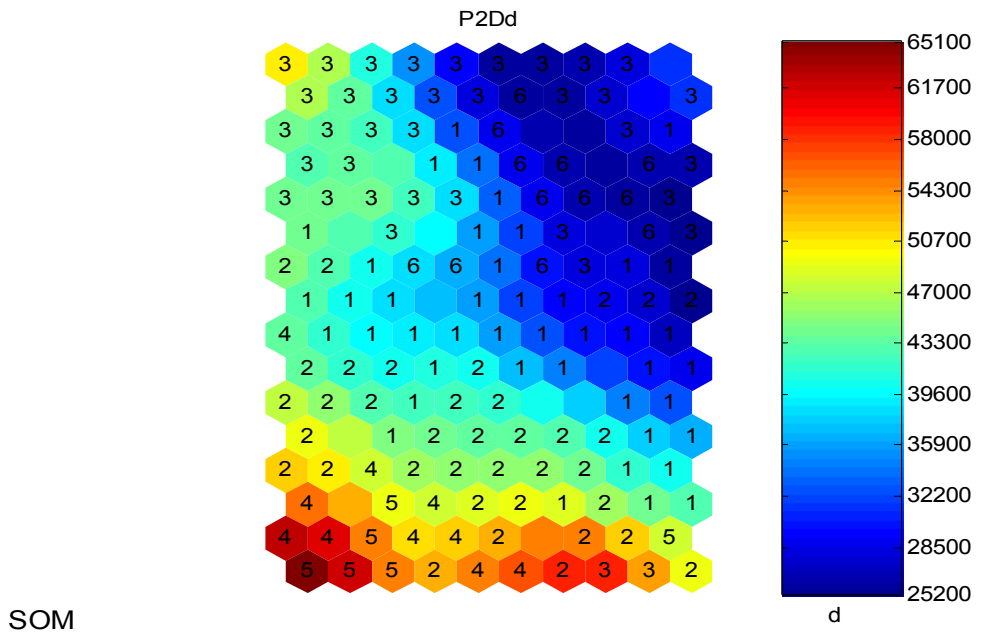
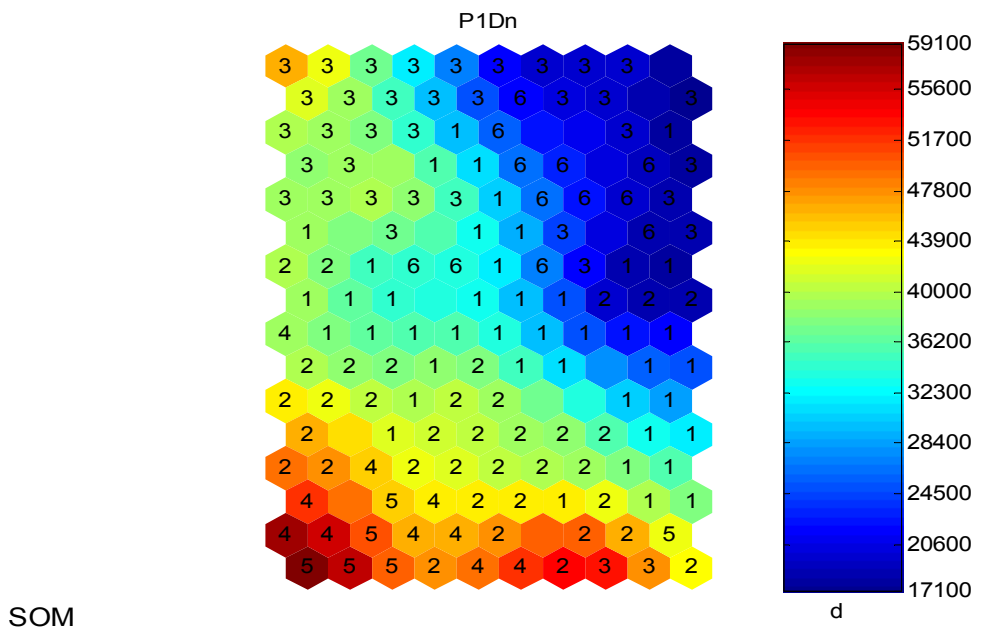


Figura 43. Resultados para PORCE2 (PIDn, P2Dd, P2Dn, PIDd, Inflexibilidades, Contratos, Embalse Agregado, Embalse Porce II) – Continuación.

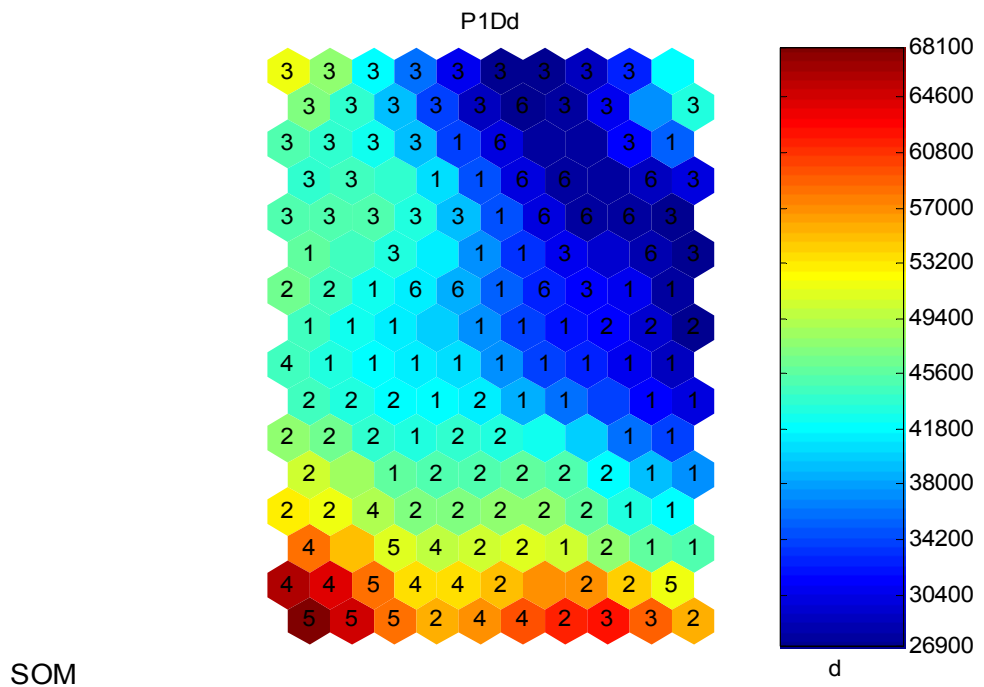
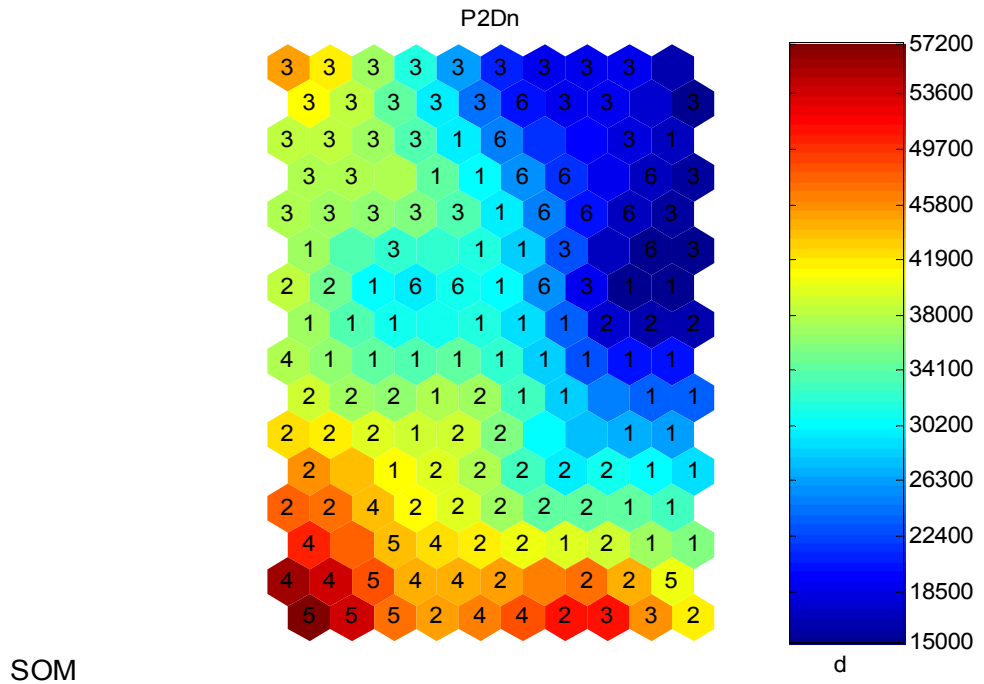
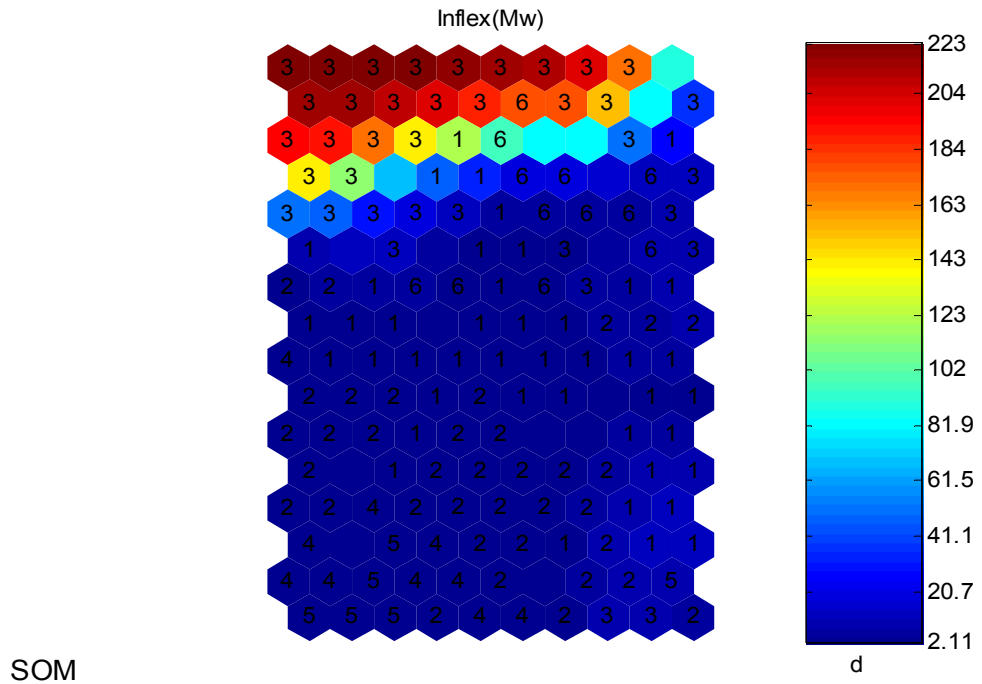
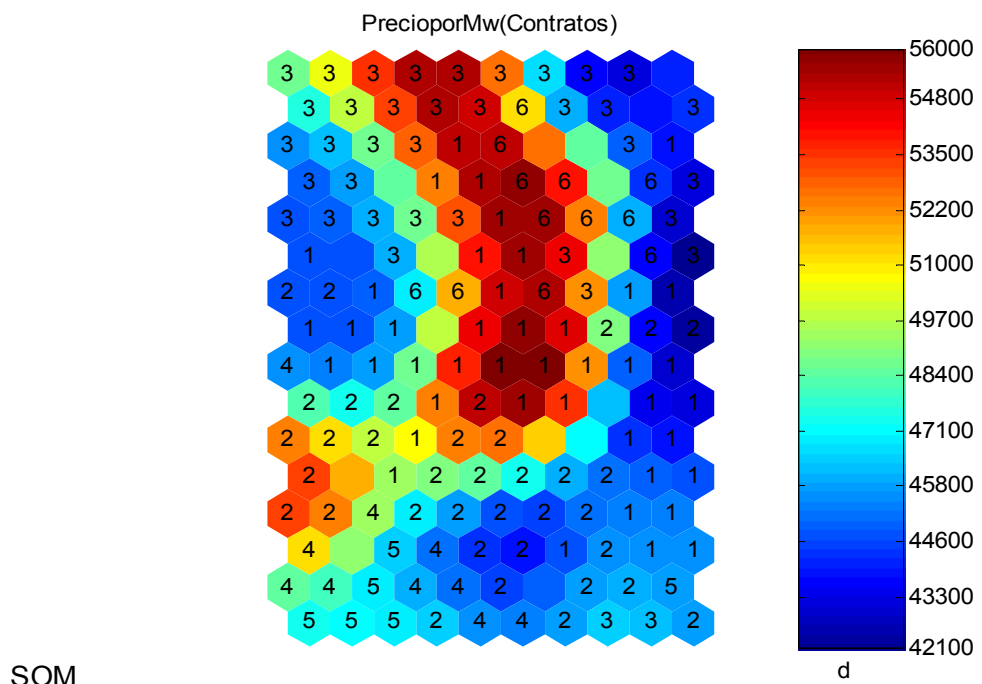


Figura 43. Resultados para PORCE2 (PIDn, P2Dd, P2Dn, PIDd, Inflexibilidades, Contratos, Embalse Agregado, Embalse Porce II) – Continuación.

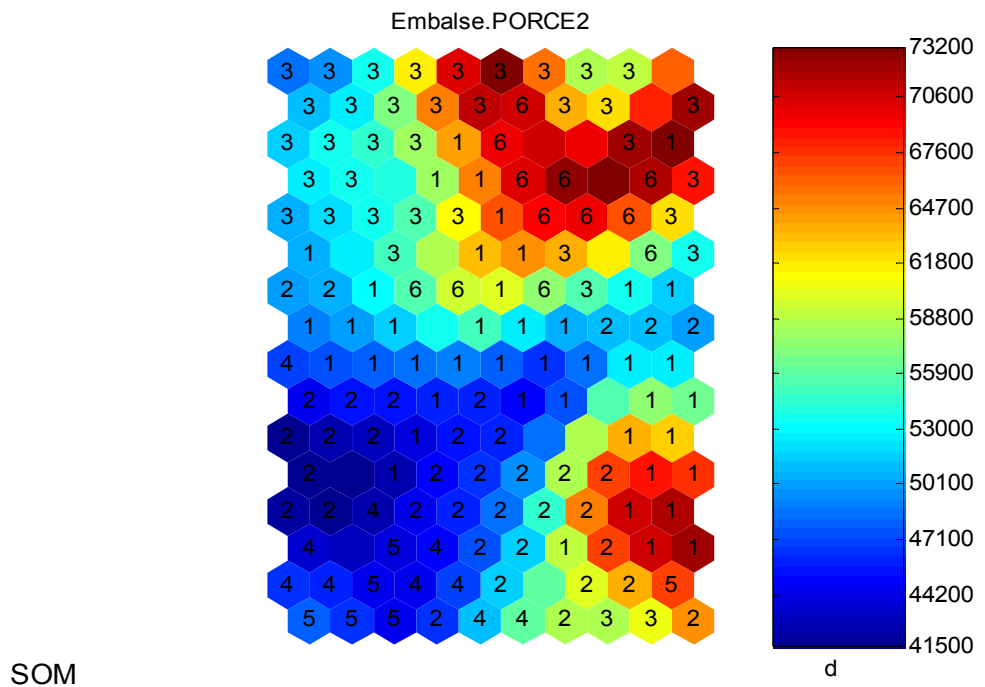
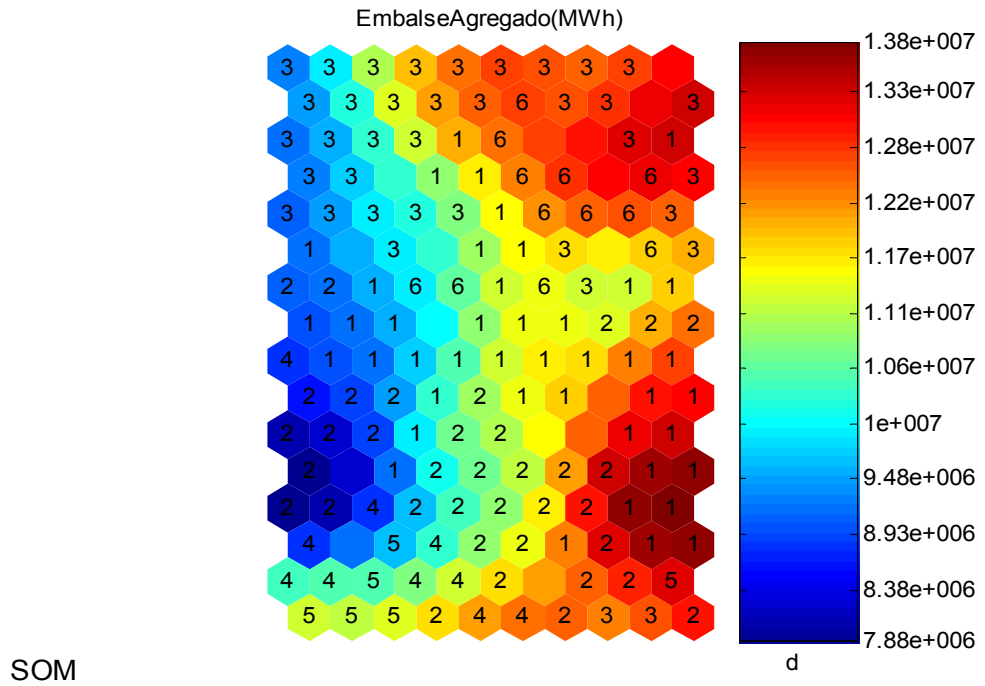


SOM



SOM

Figura 43. Resultados para PORCE2 (PIDn, P2Dd, P2Dn, PIDd, Inflexibilidades, Contratos, Embalse Agregado, Embalse Porce II) – Continuación.



Al integrar las etiquetas en los mapas de las variables consideradas más relevantes para PORCE II según el criterio mencionado (PIDn, P2Dd, P2Dn, PIDd, Inflexibilidades, Contratos, Embalse Agregado, Embalse Porce II) se obtienen las siguientes relaciones:

Tabla 28. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador PORCE II.

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>PIDn</b>	Menor a 53650 y mayor que 17100	Rango 3 (\$1248 a \$14479)
	Menor a 36200 y mayor que 18850	Rango 6 (\$16581 a \$28435)
	Menor a 43900 y mayor que 17100	Rango 1 (\$29106 a \$44107)
	Menor a 47800 y mayor que 18850	Rango 2 (\$44370 a \$57860)
	Menor a 59100 y mayor que 40000	Rango 4 (\$58543 a \$73801)
	Menor a 59100 y mayor que 41950	Rango 5 (\$76007 a \$88320)
<b>P2Dd</b>	Menor a 59850 y mayor que 25200	Rango 3 (\$1248 a \$14479)
	Menor a 39600 y mayor que 25200	Rango 6 (\$16581 a \$28435)
	Menor a 48850 y mayor que 25200	Rango 1 (\$29106 a \$44107)
	Menor a 59850 y mayor que 25200	Rango 2 (\$44370 a \$57860)
	Menor a 61700 y mayor que 43300	Rango 4 (\$58543 a \$73801)
	Menor a 65100 y mayor que 48850	Rango 5 (\$76007 a \$88320)
<b>P2Dn</b>	Menor a 51650 y mayor que 15000	Rango 3 (\$1248 a \$14479)
	Menor a 30200 y mayor que 15000	Rango 6 (\$16581 a \$28435)
	Menor a 41900 y mayor que 15000	Rango 1 (\$29106 a \$44107)
	Menor a 51650 y mayor que 16750	Rango 2 (\$44370 a \$57860)
	Menor a 57200 y mayor que 38000	Rango 4 (\$58543 a \$73801)
	Menor a 57200 y mayor que 39950	Rango 5 (\$76007 a \$88320)
<b>PIDd</b>	Menor a 62700 y mayor que 26900	Rango 3 (\$1248 a \$14479)
	Menor a 41800 y mayor que 26900	Rango 6 (\$16581 a \$28435)
	Menor a 51300 y mayor que 26900	Rango 1 (\$29106 a \$44107)
	Menor a 62700 y mayor que 26900	Rango 2 (\$44370 a \$57860)
	Menor a 64600 y mayor que 45600	Rango 4 (\$58543 a \$73801)
	Menor a 68100 y mayor que 51300	Rango 5 (\$76007 a \$88320)
	Menor a 223 y mayor que 2.11	Rango 3 (\$1248 a \$14479)
	Menor a 174 y mayor que 2.11	Rango 6 (\$16581 a \$28435)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>Inflexibilidades</b>	Menor a 123 y mayor que 2.11	Rango 1 (\$29106 a \$44107)
	Menor a 11.4 y mayor que 2.11	Rango 2 (\$44370 a \$57860)
	Menor a 11.4 y mayor que 2.11	Rango 4 (\$58543 a \$73801)
	Menor a 11.4 y mayor que 2.11	Rango 5 (\$76007 a \$88320)
<b>Contratos</b>	Menor a 56000 y mayor que 42100	Rango 3 (\$1248 a \$14479)
	Menor a 56000 y mayor que 43950	Rango 6 (\$16581 a \$28435)
	Menor a 56000 y mayor que 42700	Rango 1 (\$29106 a \$44107)
	Menor a 54800 y mayor que 42700	Rango 2 (\$44370 a \$57860)
	Menor a 51600 y mayor que 45200	Rango 4 (\$58543 a \$73801)
	Menor a 47100 y mayor que 45800	Rango 5 (\$76007 a \$88320)
<b>Embalse Agregado MWh (millones de unidades)</b>	Menor a 13.3 y mayor que 9.2	Rango 3 (\$1248 a \$14479)
	Menor a 13.05 y mayor que 10	Rango 6 (\$16581 a \$28435)
	Menor a 13.8 y mayor que 9.2	Rango 1 (\$29106 a \$44107)
	Menor a 13.8 y mayor que 7.88	Rango 2 (\$44370 a \$57860)
	Menor a 12.5 y mayor que 8.93	Rango 4 (\$58543 a \$73801)
	Menor a 13.3 y mayor que 10	Rango 5 (\$76007 a \$88320)
<b>Embalse Porce II MWh</b>	Menor a 73200 y mayor que 48600	Rango 3 (\$1248 a \$14479)
	Menor a 73200 y mayor que 55900	Rango 6 (\$16581 a \$28435)
	Menor a 73200 y mayor que 42850	Rango 1 (\$29106 a \$44107)
	Menor a 67600 y mayor que 41500	Rango 2 (\$44370 a \$57860)
	Menor a 55900 y mayor que 42850	Rango 4 (\$58543 a \$73801)
	Menor a 67600 y mayor que 44200	Rango 5 (\$76007 a \$88320)

A partir de la tabla anterior, se puede observar como se asocia la variable clase (el precio de oferta) con cada una de las variables en estudio para la central hidroeléctrica PORCE II.

Para esta central de generación, se puede establecer una clara dependencia entre P2Dd, PIDd, PIDn, P2Dn y el precio de oferta, ya que conforme aumenta este último, también aumentan los valores de cada una de las variables como se puede ver en la tabla anterior.

Las variaciones en las demás variables analizadas no evidencian una correspondencia con las de la variable clase.

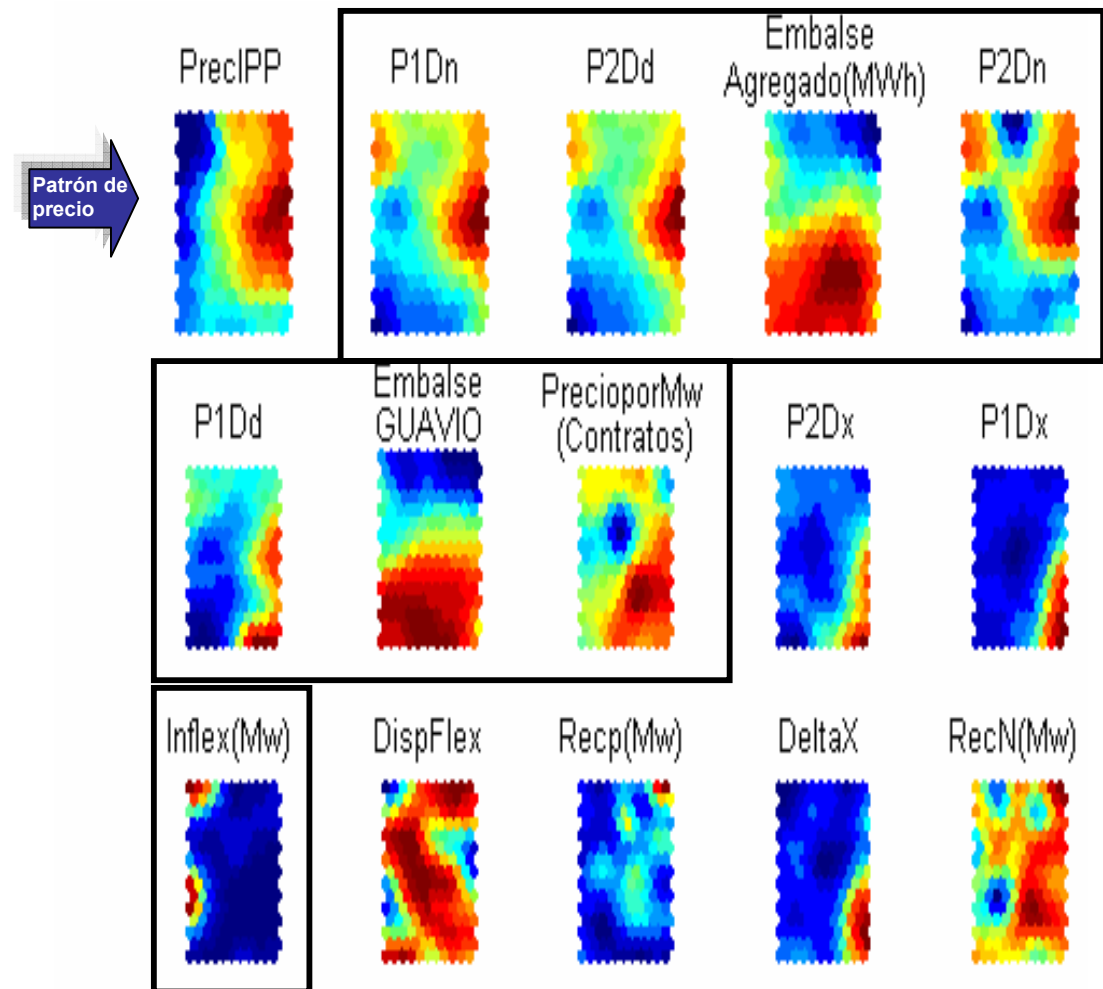
El comportamiento atípico de los valores de oferta más bajos, en relación a todo el conjunto, puede estar asociado a situaciones climáticas favorables al tipo de generación (hidráulica) que motivaron este descenso en los precios de oferta.

Se puede concluir entonces a partir de los resultados, que PORCE II reacciona ante las señales que le dan las curvas de demanda residual, y de acuerdo a los valores ofertados, esta reacción es más mucho más marcada con los descriptores de la demanda mediana.

### 7.2.5 Resultados para GUAVIO

Resultados generales:

Figura 44. Resultados generales para GUAVIO



Se observa cierto grado de correlación entre P1Dn, P2Dd y el precio de oferta, por la forma en que se distribuyen los mapas de estas dos variables a lo largo del plano.

Obsérvese de igual forma que hay una marcada correlación entre las variables embalse agregado y embalse propio (embalse del GUAVIO), lo que permite dilucidar el aporte del mismo al total hidrológico del sistema.

Resultados detallados:

Figura 45. Resultados para GUAVIO (P1Dn, P2Dd, P2Dn, Embalse Agregado, PIDd, Embalse Guavio, Contratos, Inflexibilidades).

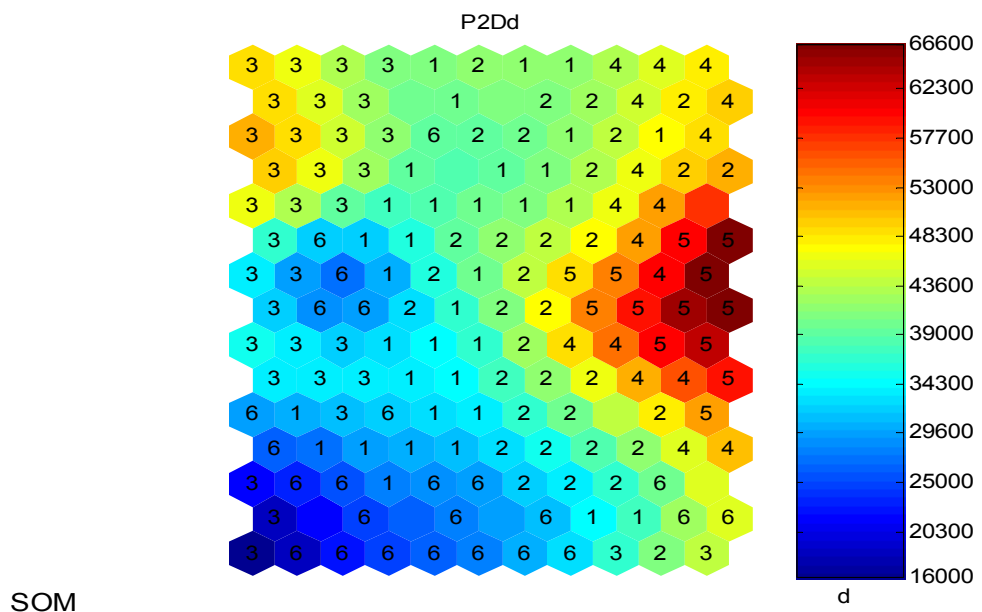
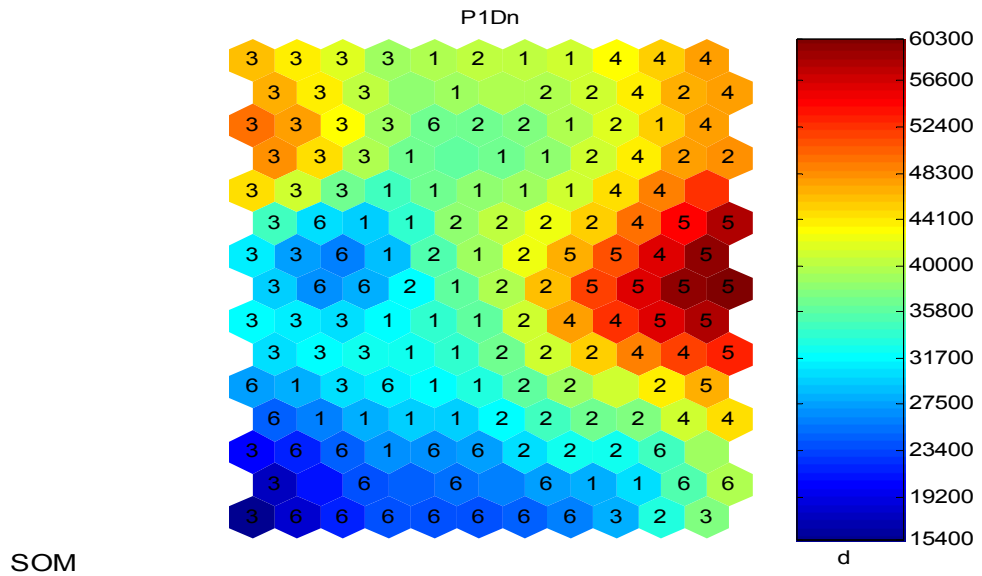


Figura 45. Resultados para GUAVIO (PIDn, P2Dd, P2Dn, Embalse Agregado, PIDd, Embalse Guavio, Contratos, Inflexibilidades) – Continuación.

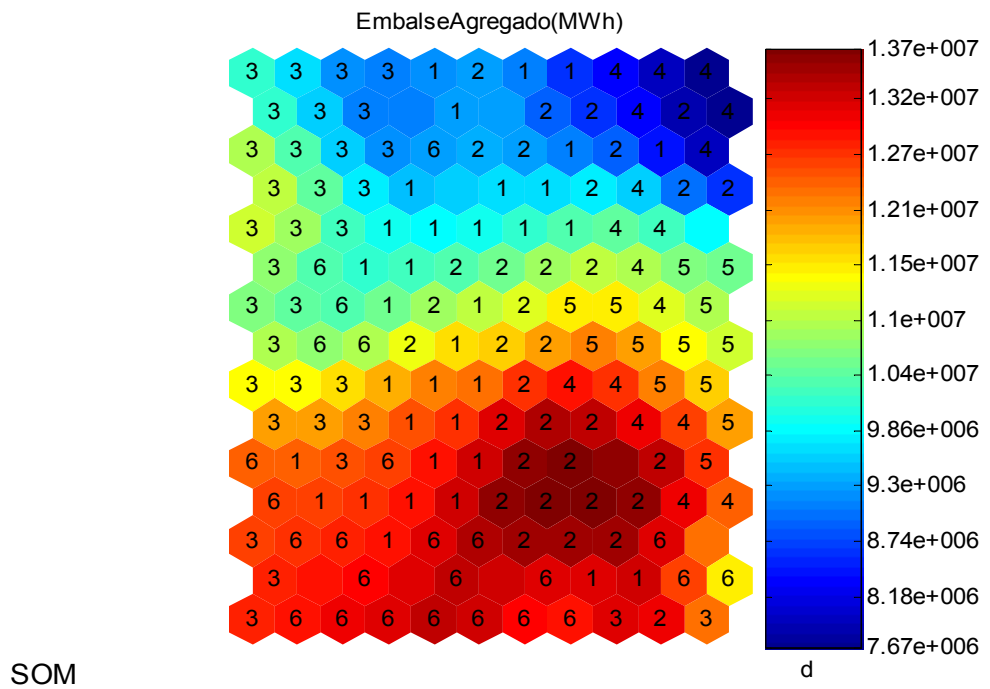
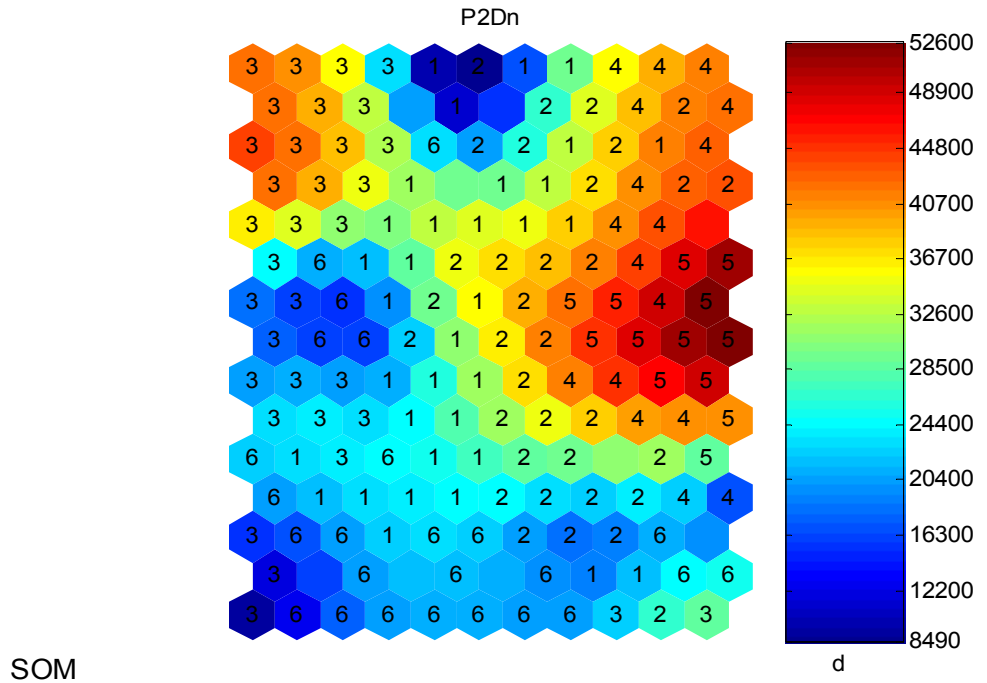
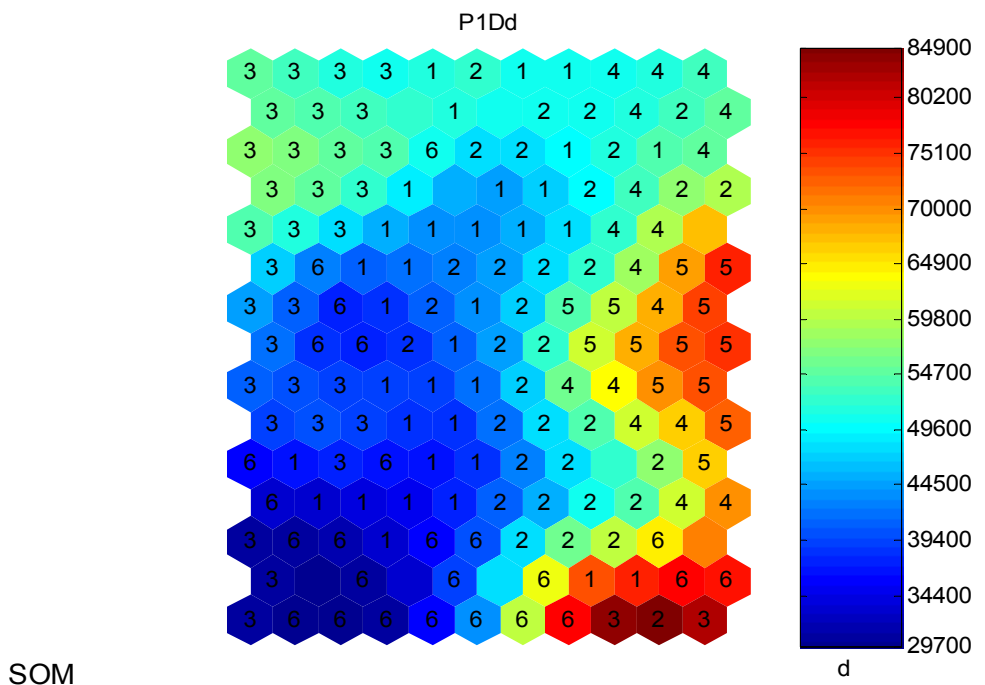
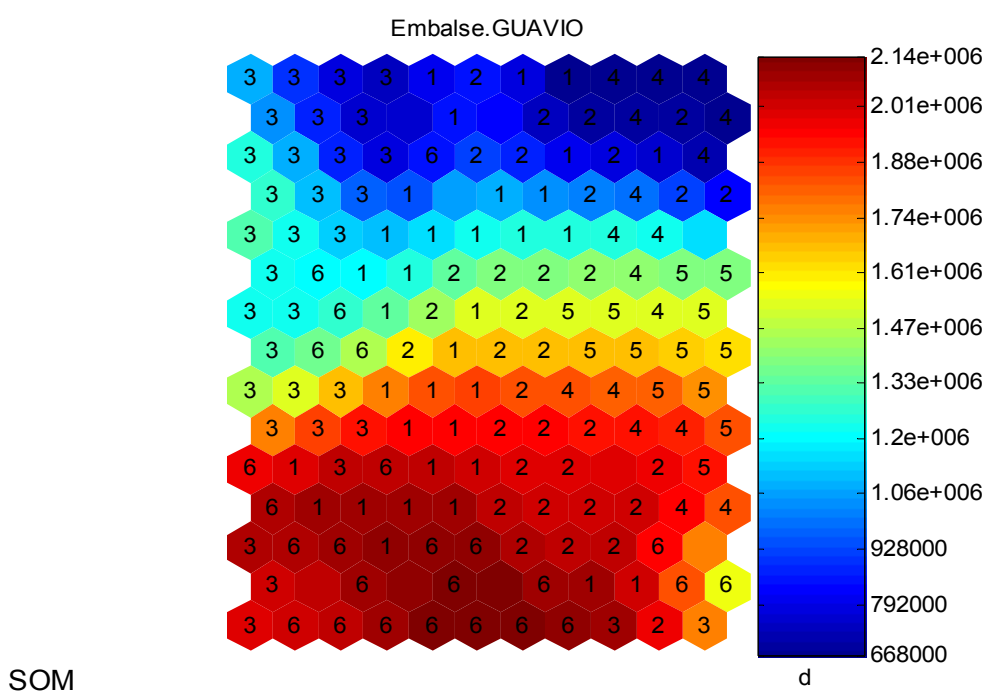


Figura 45. Resultados para GUAVIO (PIDn, P2Dd, P2Dn, Embalse Agregado, PIDd, Embalse Guavio, Contratos, Inflexibilidades) – Continuación.

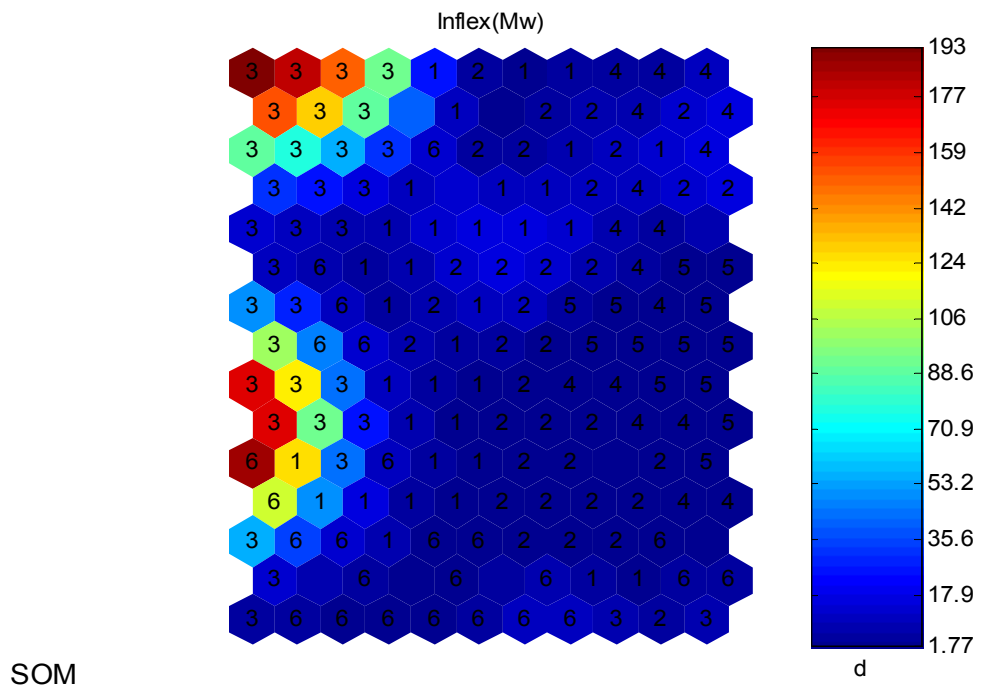
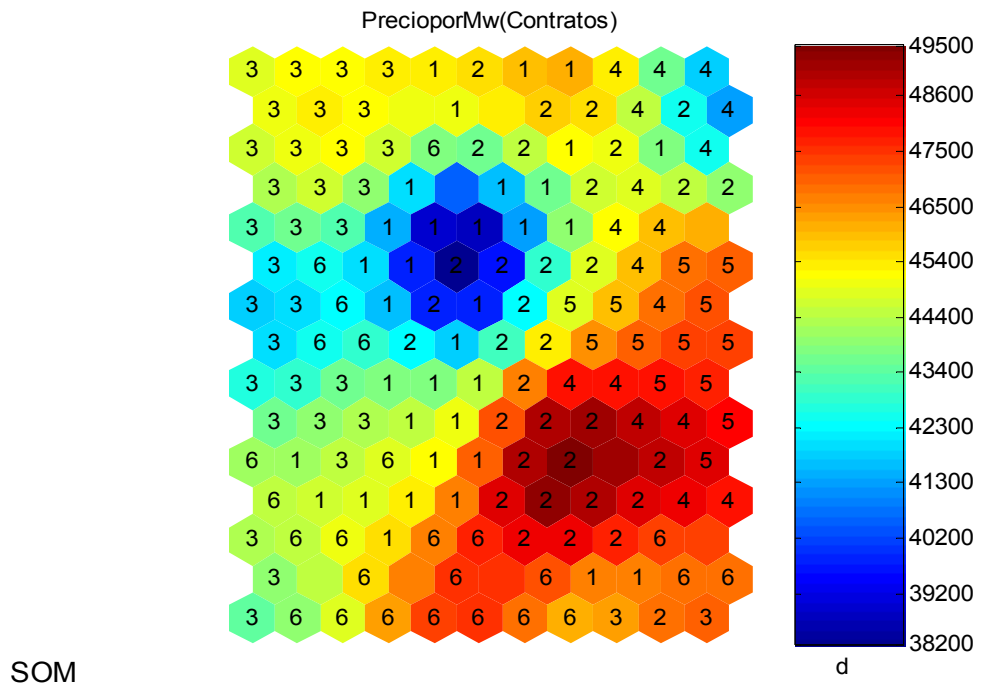


SOM



SOM

Figura 45. Resultados para GUAVIO (PIDn, P2Dd, P2Dn, Embalse Agregado, PIDd, Embalse Guavio, Contratos, Inflexibilidades) – Continuación.



Al integrar las etiquetas en los mapas de las variables consideradas más relevantes para GUAVIO según el criterio mencionado (PIDn, P2Dd, P2Dn, Embalse Agregado, PIDd, Embalse Guavio, Contratos, Inflexibilidades) se obtienen las siguientes relaciones:

Tabla 29. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador GUAVIO.

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>PIDn</b>	Menor a 48300 y mayor que 15400	Rango 3 (\$1264 a \$12639)
	Menor a 40000 y mayor que 19200	Rango 6 (\$14174 a \$27244)
	Menor a 46200 y mayor que 25450	Rango 1 (\$27727 a \$38424)
	Menor a 48300 y mayor que 31700	Rango 2 (\$38720 a \$46160)
	Menor a 54500 y mayor que 40000	Rango 4 (\$46650 a \$54970)
	Menor a 60300 y mayor que 48300	Rango 5 (\$55272 a \$73801)
<b>P2Dd</b>	Menor a 53000 y mayor que 16000	Rango 3 (\$1264 a \$12639)
	Menor a 43600 y mayor que 18150	Rango 6 (\$14174 a \$27244)
	Menor a 48300 y mayor que 27300	Rango 1 (\$27727 a \$38424)
	Menor a 50650 y mayor que 34300	Rango 2 (\$38720 a \$46160)
	Menor a 60000 y mayor que 43600	Rango 4 (\$46650 a \$54970)
	Menor a 66600 y mayor que 48300	Rango 5 (\$55272 a \$73801)
<b>P2Dn</b>	Menor a 42750 y mayor que 12200	Rango 3 (\$1264 a \$12639)
	Menor a 24400 y mayor que 12200	Rango 6 (\$14174 a \$27244)
	Menor a 40700 y mayor que 10345	Rango 1 (\$27727 a \$38424)
	Menor a 44800 y mayor que 8490	Rango 2 (\$38720 a \$46160)
	Menor a 48900 y mayor que 16300	Rango 4 (\$46650 a \$54970)
	Menor a 52600 y mayor que 30550	Rango 5 (\$55272 a \$73801)
<b>Embalse Agregado MWh (millones de unidades)</b>	Menor a 12.95 y mayor que 9.3	Rango 3 (\$1264 a \$12639)
	Menor a 13.2 y mayor que 9.3	Rango 6 (\$14174 a \$27244)
	Menor a 13.2 y mayor que 8.46	Rango 1 (\$27727 a \$38424)
	Menor a 13.7 y mayor que 7.92	Rango 2 (\$38720 a \$46160)
	Menor a 12.95 y mayor que 7.67	Rango 4 (\$46650 a \$54970)
	Menor a 12.7 y mayor que 10.7	Rango 5 (\$55272 a \$73801)
<b>PIDd</b>	Menor a 84900 y mayor que 32050	Rango 3 (\$1264 a \$12639)
	Menor a 77650 y mayor que 29700	Rango 6 (\$14174 a \$27244)
	Menor a 77650 y mayor que 34400	Rango 1 (\$27727 a \$38424)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>PIDd</b>	Menor a 84900 y mayor que 39400	Rango 2 (\$38720 a \$46160)
	Menor a 70000 y mayor que 52150	Rango 4 (\$46650 a \$54970)
	Menor a 77650 y mayor que 54700	Rango 5 (\$55272 a \$73801)
<b>Embalse Guavio MWh (millones de unidades)</b>	Menor a 2.08 y mayor que 0.730	Rango 3 (\$1264 a \$12639)
	Menor a 2.14 y mayor que 0.86	Rango 6 (\$14174 a \$27244)
	Menor a 2.08 y mayor que 0.668	Rango 1 (\$27727 a \$38424)
	Menor a 2.01 y mayor que 0.668	Rango 2 (\$38720 a \$46160)
	Menor a 1.94 y mayor que 0.668	Rango 4 (\$46650 a \$54970)
	Menor a 1.94 y mayor que 1.4	Rango 5 (\$55272 a \$73801)
<b>Contratos</b>	Menor a 47000 y mayor que 42300	Rango 3 (\$1264 a \$12639)
	Menor a 48050 y mayor que 42300	Rango 6 (\$14174 a \$27244)
	Menor a 47000 y mayor que 38700	Rango 1 (\$27727 a \$38424)
	Menor a 49500 y mayor que 38200	Rango 2 (\$38720 a \$46160)
	Menor a 48600 y mayor que 41300	Rango 4 (\$46650 a \$54970)
	Menor a 48050 y mayor que 44900	Rango 5 (\$55272 a \$73801)
<b>Inflexibilidades</b>	Menor a 193 y mayor que 18	Rango 3 (\$1264 a \$12639)
	Menor a 177 y mayor que 2	Rango 6 (\$14174 a \$27244)
	Menor a 133 y mayor que 2	Rango 1 (\$27727 a \$38424)
	Menor a 18 y mayor que 2	Rango 2 (\$38720 a \$46160)
	Menor a 18 y mayor que 2	Rango 4 (\$46650 a \$54970)
	Menor a 10 y mayor que 2	Rango 5 (\$55272 a \$73801)

A partir de la tabla anterior, se puede observar como se asocia la variable clase (el precio de oferta) con cada una de las variables en estudio para la central hidroeléctrica del GUAVIO.

Para esta central de generación, se puede establecer una clara dependencia entre PIDn, P2Dd, P2Dn y el precio de oferta, ya que conforme aumenta este último, también aumentan los valores de cada una de las variables como se puede ver en la tabla anterior.

Las variaciones en las demás variables analizadas no evidencian una correspondencia con las de la variable clase.

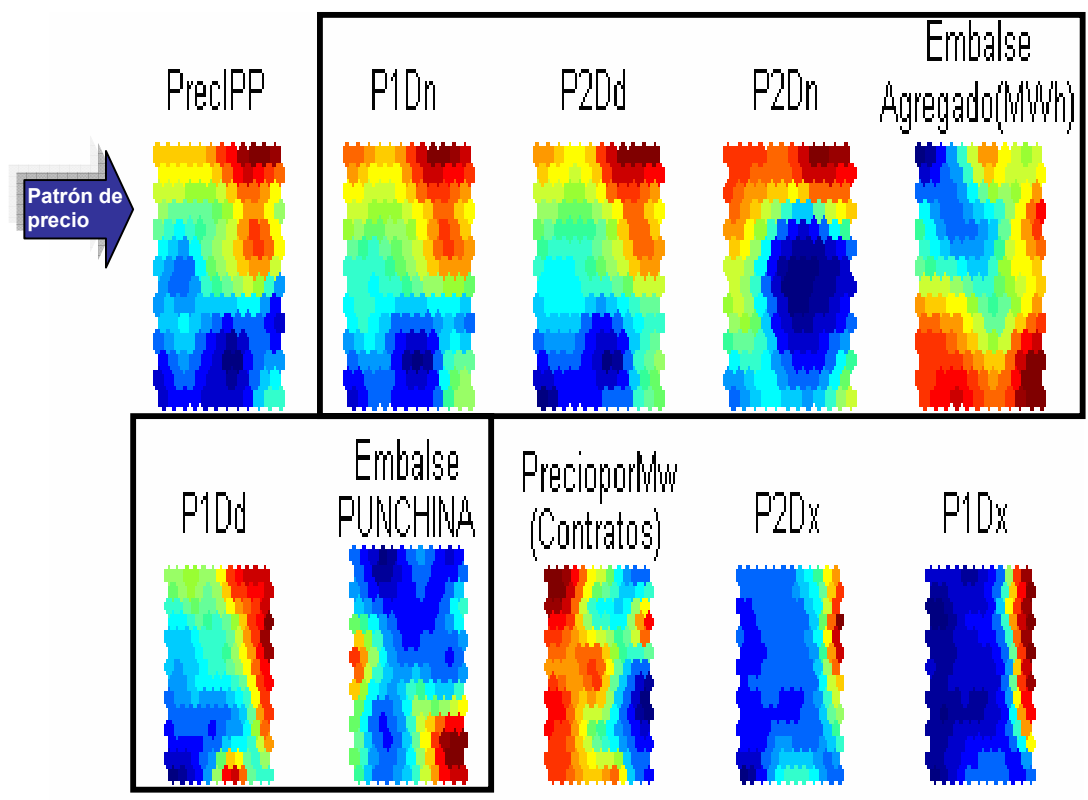
El comportamiento atípico de los valores de oferta más bajos, en relación a todo el conjunto, puede al igual que en los casos anteriores estar asociado a situaciones climáticas favorables al tipo de generación (hidráulica) que motivaron este descenso en los precios de oferta.

Se puede concluir entonces a partir de los resultados, que GUAVIO reacciona ante las señales que le dan las curvas de demanda residual, tanto para la demanda mínima como para la mediana, pero por sus precios de oferta se adapta más a esta última.

### 7.2.6 Resultados para SANCARLOS

Resultados generales:

Figura 46. Resultados generales para SANCARLOS



Se observa un grado de correlación bastante elevado entre P1Dn y el precio de oferta como se puede apreciar en los mapas anteriores, por la distribución que estos muestran a lo largo del plano. Por razones similares se puede decir que también existe cierto grado de correlación entre el precio de oferta y P2Dd.

Resultados detallados:

Figura 47. Resultados para SANCARLOS (P1Dn, P2Dd, P2Dn, PIDd, Embalse Agregado, Embalse Punchina).

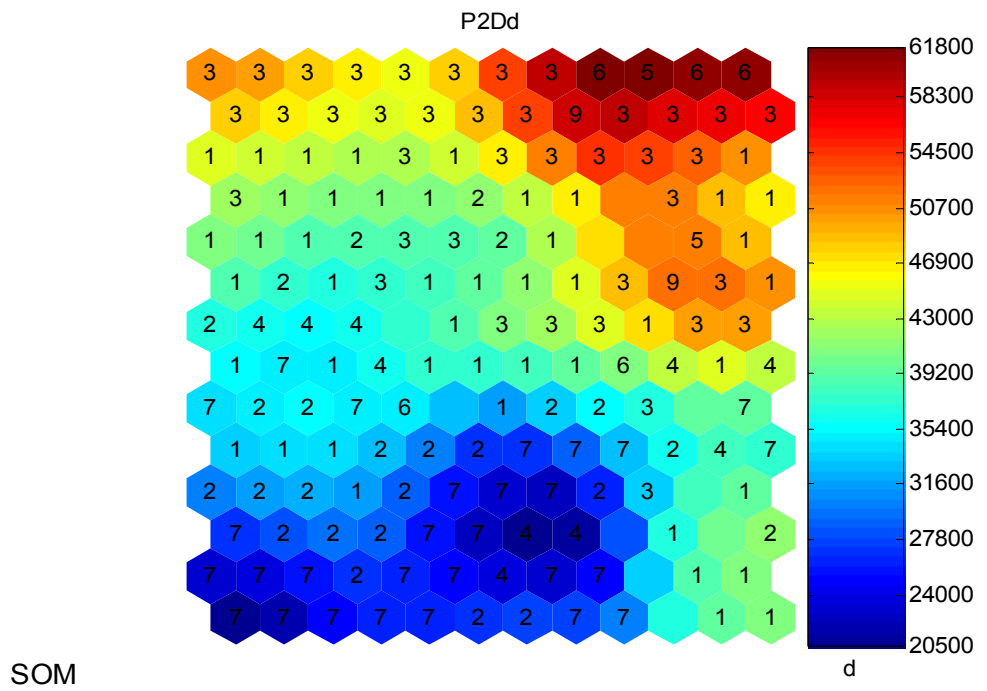
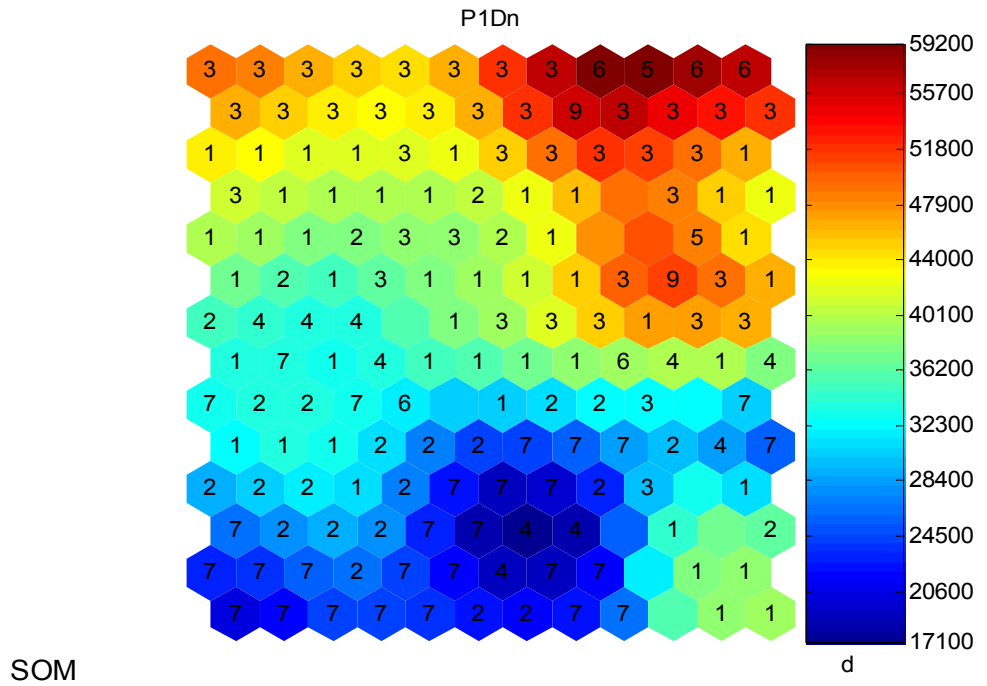
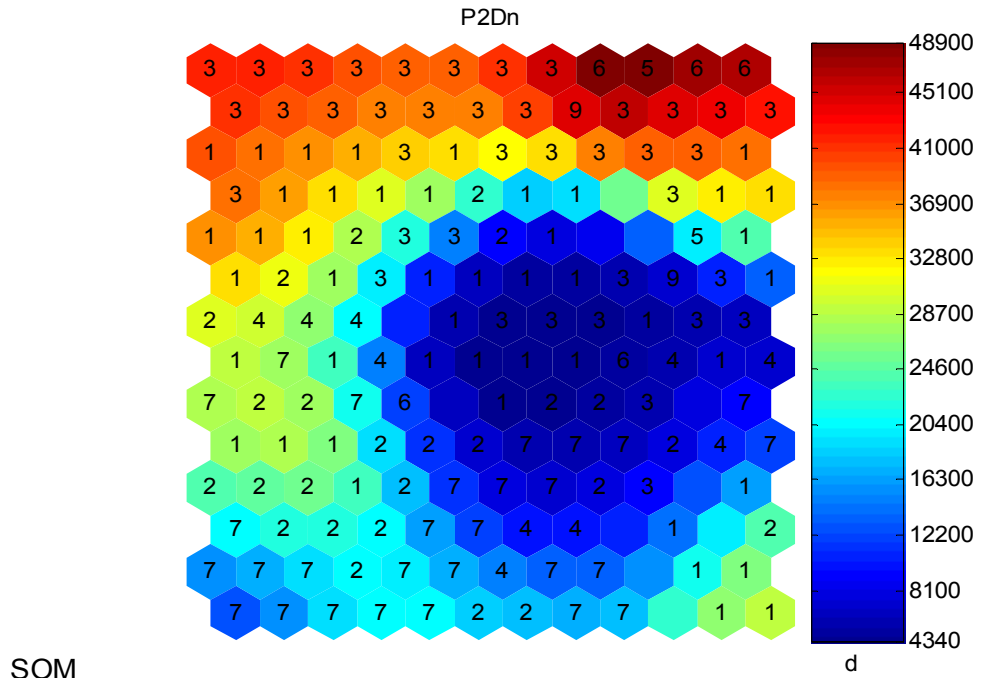
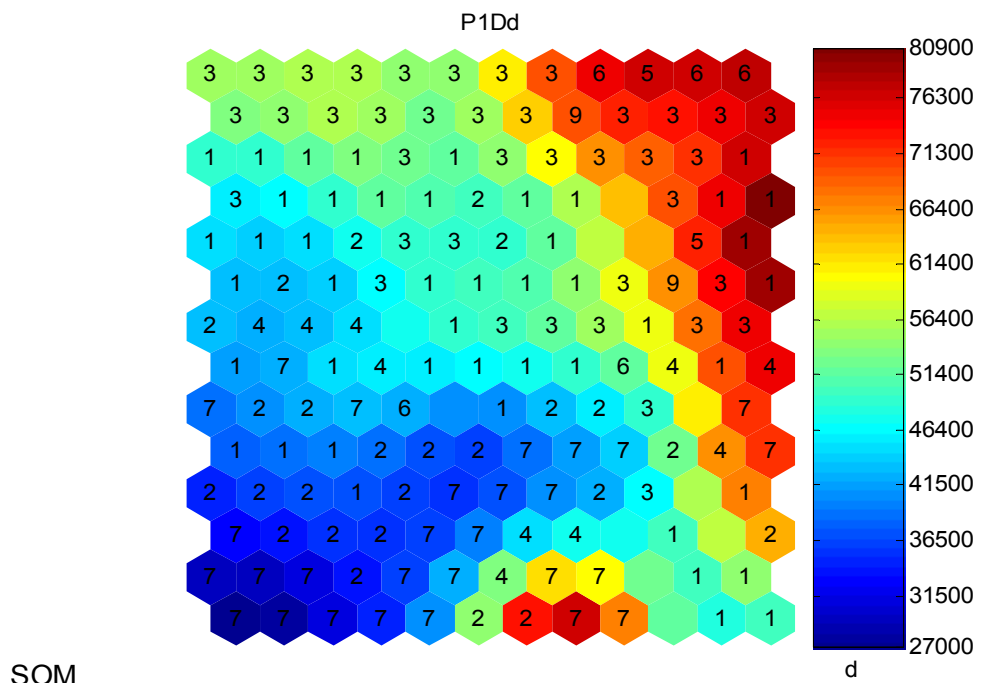


Figura 47. Resultados para SANCARLOS (PIDn, P2Dd, P2Dn, PIDd, Embalse Agregado, Embalse Punchina) - Continuación.

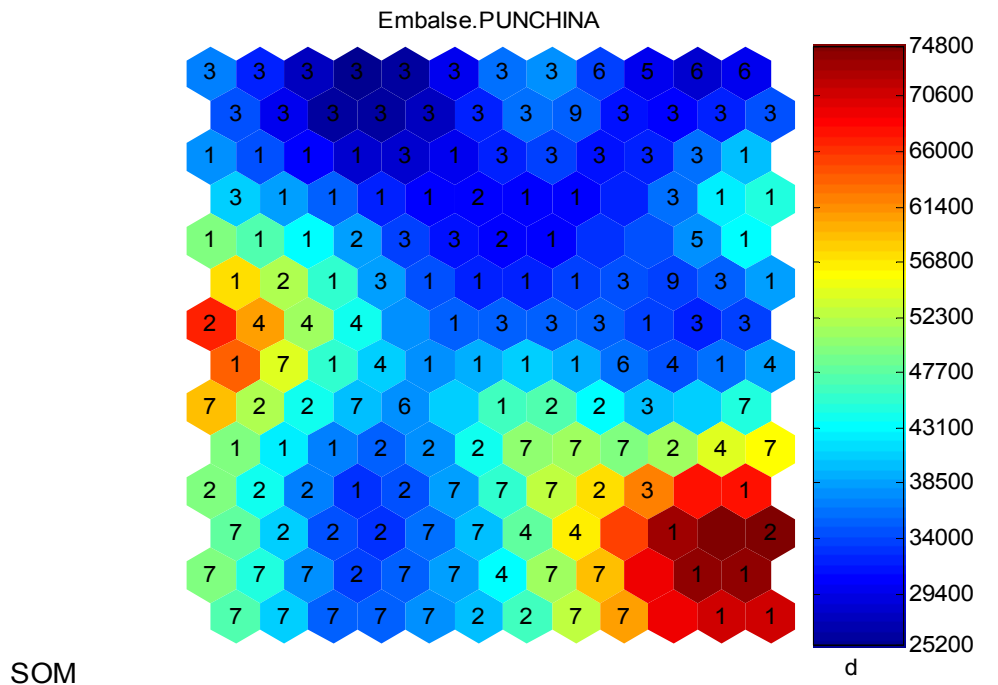
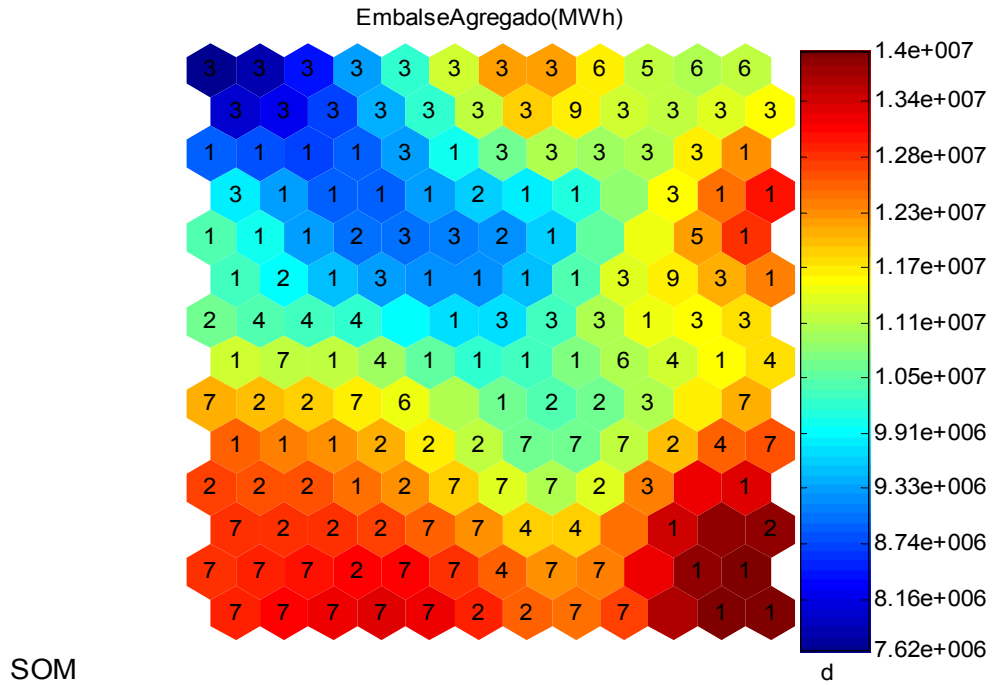


SOM



SOM

Figura 47. Resultados para SANCARLOS (PIDn, P2Dd, P2Dn, PIDd, Embalse Agregado, Embalse Punchina) - Continuación.



Al integrar las etiquetas en los mapas de las variables consideradas más relevantes para SANCARLOS según el criterio mencionado (PIDn, P2Dd, P2Dn, PIDd, Embalse Agregado, Embalse Punchina) se obtienen las siguientes relaciones:

Tabla 30. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador SANCARLOS.

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>PIDn</b>	Menor a 40100 y mayor que 17100	Rango 4 (\$1264 a \$15759)
	Menor a 32300 y mayor que 18850	Rango 7 (\$16218 a \$26156)
	Menor a 40100 y mayor que 22550	Rango 2 (\$26651 a \$34718)
	Menor a 45950 y mayor que 32300	Rango 1 (\$35009 a \$43850)
	Menor a 55700 y mayor que 32300	Rango 3 (\$44084 a \$56858)
	Menor a 59200 y mayor que 32300	Rango 6 (\$57850 a \$67446)
	Menor a 59200 y mayor que 47900	Rango 5 (\$68279 a \$76784)
	Menor a 55700 y mayor que 49850	Rango 9 (\$79737 a \$87606)
	No se asoció	Rango 8 (\$100420 a \$101707)
<b>P2Dd</b>	Menor a 43000 y mayor que 20500	Rango 4 (\$1264 a \$15759)
	Menor a 39200 y mayor que 20500	Rango 7 (\$16218 a \$26156)
	Menor a 41100 y mayor que 25900	Rango 2 (\$26651 a \$34718)
	Menor a 50700 y mayor que 31600	Rango 1 (\$35009 a \$43850)
	Menor a 58300 y mayor que 35400	Rango 3 (\$44084 a \$56858)
	Menor a 61800 y mayor que 35400	Rango 6 (\$57850 a \$67446)
	Menor a 61800 y mayor que 50700	Rango 5 (\$68279 a \$76784)
	Menor a 58300 y mayor que 52600	Rango 9 (\$79737 a \$87606)
	No se asoció	Rango 8 (\$100420 a \$101707)
<b>P2Dn</b>	Menor a 30750 y mayor que 6220	Rango 4 (\$1264 a \$15759)
	Menor a 28700 y mayor que 6220	Rango 7 (\$16218 a \$26156)
	Menor a 30750 y mayor que 4340	Rango 2 (\$26651 a \$34718)
	Menor a 36900 y mayor que 4340	Rango 1 (\$35009 a \$43850)
	Menor a 45100 y mayor que 4340	Rango 3 (\$44084 a \$56858)
	Menor a 48900 y mayor que 4340	Rango 6 (\$57850 a \$67446)
	Menor a 48900 y mayor que 20400	Rango 5 (\$68279 a \$76784)
	Menor a 45100 y mayor que 8100	Rango 9 (\$79737 a \$87606)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
	No se asoció	Rango 8 (\$100420 a \$101707)
<b>PIDd</b>	Menor a 76300 y mayor que 46400	Rango 4 (\$1264 a \$15759)
	Menor a 76300 y mayor que 27000	Rango 7 (\$16218 a \$26156)
	Menor a 63900 y mayor que 34000	Rango 2 (\$26651 a \$34718)
	Menor a 80900 y mayor que 36500	Rango 1 (\$35009 a \$43850)
	Menor a 76300 y mayor que 46400	Rango 3 (\$44084 a \$56858)
	Menor a 76300 y mayor que 41500	Rango 6 (\$57850 a \$67446)
	Menor a 76300 y mayor que 73800	Rango 5 (\$68279 a \$76784)
	Menor a 66400 y mayor que 68850	Rango 9 (\$79737 a \$87606)
	No se asoció	Rango 8 (\$100420 a \$101707)
<b>Embalse Agregado MWh (millones de unidades)</b>	Menor a 12.5 y mayor que 10.5	Rango 4 (\$1264 a \$15759)
	Menor a 13.1 y mayor que 10.8	Rango 7 (\$16218 a \$26156)
	Menor a 14 y mayor que 9.04	Rango 2 (\$26651 a \$34718)
	Menor a 14 y mayor que 8.74	Rango 1 (\$35009 a \$43850)
	Menor a 12.3 y mayor que 7.62	Rango 3 (\$44084 a \$56858)
	Menor a 11.7 y mayor que 11.1	Rango 6 (\$57850 a \$67446)
	Menor a 12 y mayor que 11.1	Rango 5 (\$68279 a \$76784)
	Menor a 11.7 y mayor que 11.4	Rango 9 (\$79737 a \$87606)
	No se asoció	Rango 8 (\$100420 a \$101707)
<b>Embalse Punchina MWh</b>	Menor a 56800 y mayor que 34000	Rango 4 (\$1264 a \$15759)
	Menor a 61400 y mayor que 47700	Rango 7 (\$16218 a \$26156)
	Menor a 74800 y mayor que 31700	Rango 2 (\$26651 a \$34718)
	Menor a 72700 y mayor que 29400	Rango 1 (\$35009 a \$43850)
	Menor a 63700 y mayor que 25200	Rango 3 (\$44084 a \$56858)
	Menor a 38500 y mayor que 27300	Rango 6 (\$57850 a \$67446)
	Menor a 38500 y mayor que 29400	Rango 5 (\$68279 a \$76784)
	Menor a 36250 y mayor que 34000	Rango 9 (\$79737 a \$87606)
	No se asoció	Rango 8 (\$100420 a \$101707)

A partir de la tabla anterior, se puede observar como se asocia la variable clase (el precio de oferta) con cada una de las variables en estudio para la central hidroeléctrica de SANCARLOS.

Para esta central de generación, se puede establecer una clara dependencia entre P1Dn, P2Dd, P2Dn y el precio de oferta, ya que en el sentido que varía este último, también varían los valores de cada una de las variables como se pudo apreciar en la tabla anterior.

Las variaciones en las demás variables analizadas no evidencian una correspondencia con las de la variable clase.

Obsérvese que dentro de los resultados presentados, el rango de precios asociado a la etiqueta “8” (los valores de oferta más altos), no fue relacionado con ninguna de las unidades de los mapas realizados. Esta situación, es sinónimo de una conexión débil con el conjunto de datos de entrada, es decir, estos valores del precio de oferta corresponden a valores que pueden ser considerados como atípicos, los cuales no fueron eliminados por medio del proceso de filtrado realizado.

Cabe agregar también que el comportamiento atípico de los valores de oferta más bajos, en relación a todo el conjunto, puede estar asociado a situaciones climáticas favorables al tipo de generación (hidráulica) que motivaron este descenso en los precios de oferta.

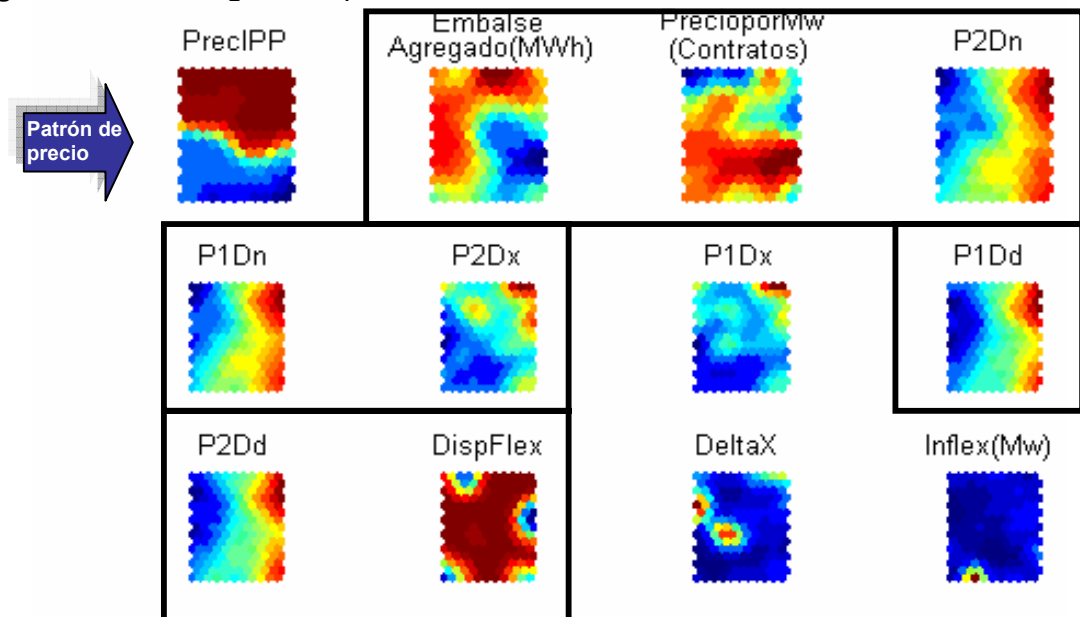
Se puede concluir entonces a partir de los resultados, que SANCARLOS reacciona ante las señales que le dan las curvas de demanda residual, en especial las relacionadas con la demanda mínima. Es claro que SANCARLOS busca en general salir despachado cuando se presenta la demanda mínima como lo manifiesta su precio de oferta.

En este caso se puede aseverar que existe un claro patrón de comportamiento en el precio de oferta en torno a la demanda residual.

### 7.2.7 Resultados para TERMOCENTRO I

Resultados generales:

Figura 48. Resultados generales para TERMOCENTRO I



Se observa un cierto grado de correlación entre P2Dx, PIDx y el precio de oferta, por la forma en que se distribuyen los mapas de estas variables a lo largo del plano.

Resultados detallados:

Figura 49. Resultados para Termocentro (Contratos, Embalse Agregado, P2Dn, PIDn, P2Dd, P2Dx, PIDd, Disponibilidad flexible).

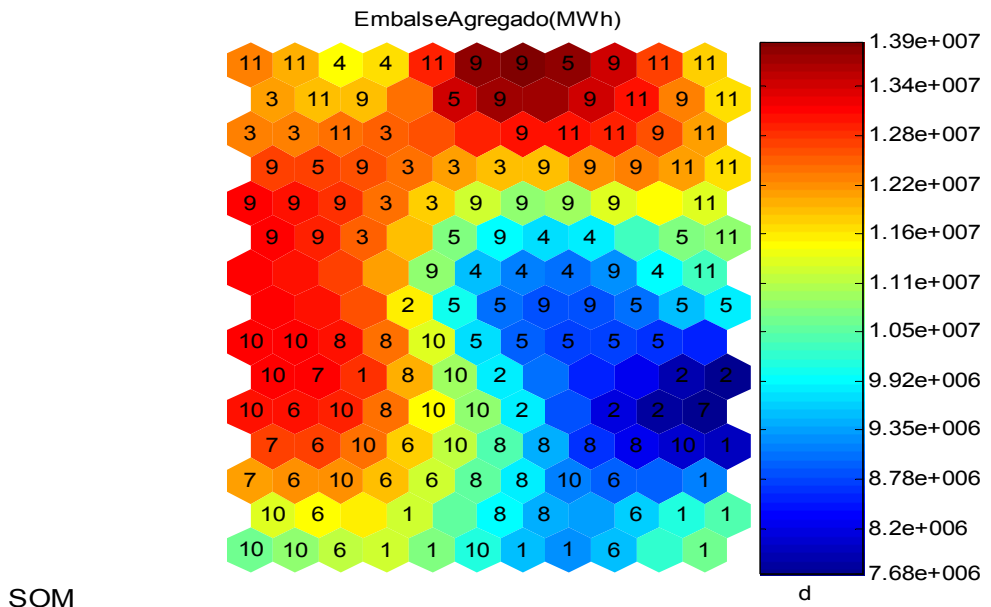
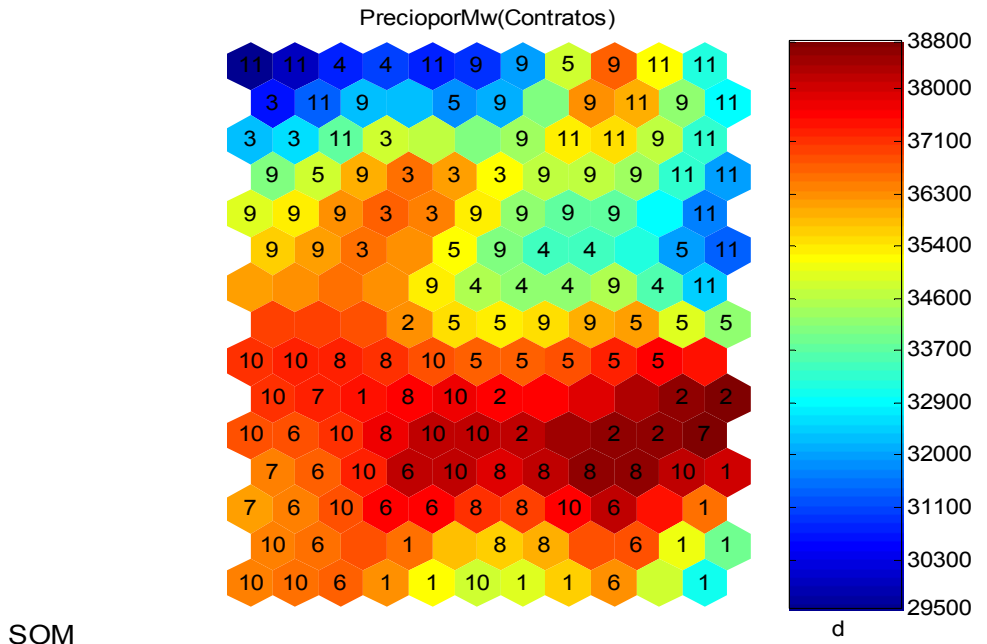


Figura 49. Resultados para Termocentro (Contratos, Embalse Agregado, P2Dn, P1Dn, P2Dd, P2Dx, P1Dd, Disponibilidad flexible) – Continuación.

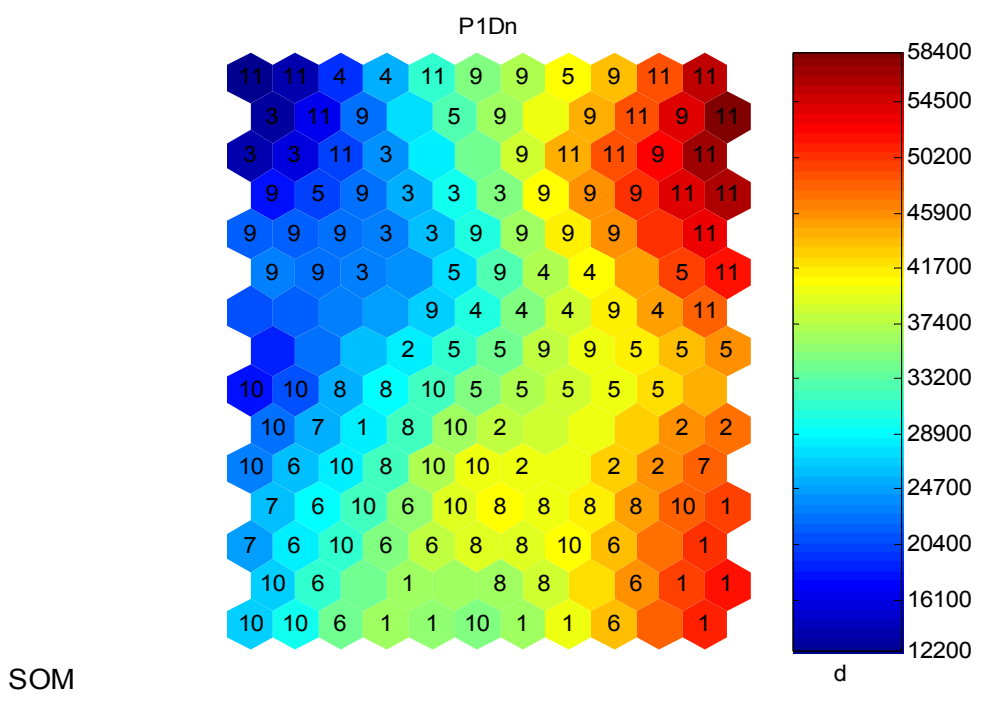
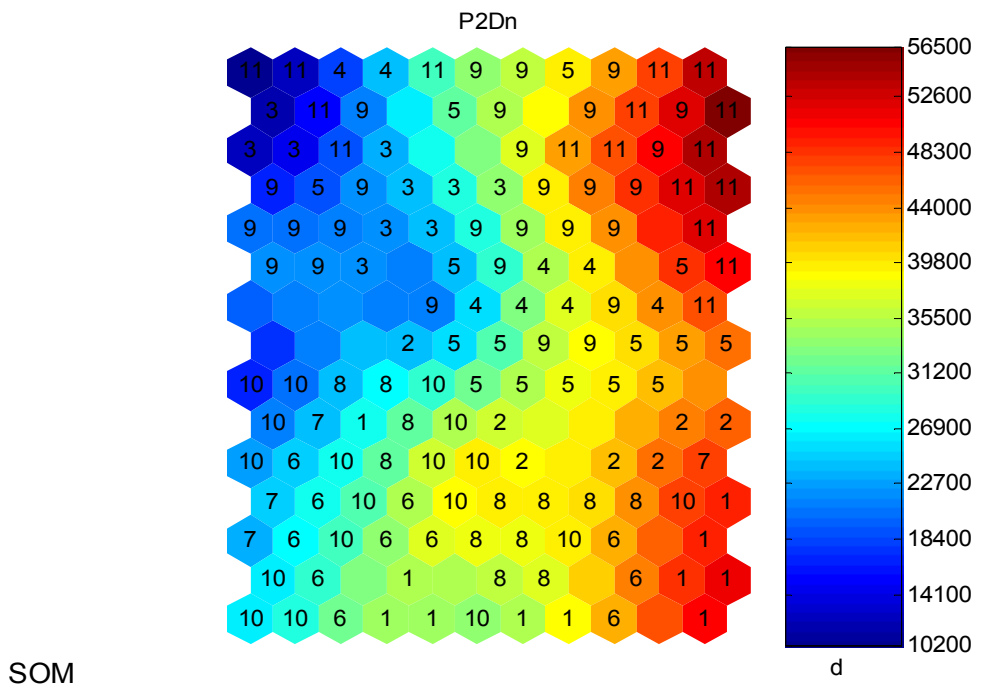
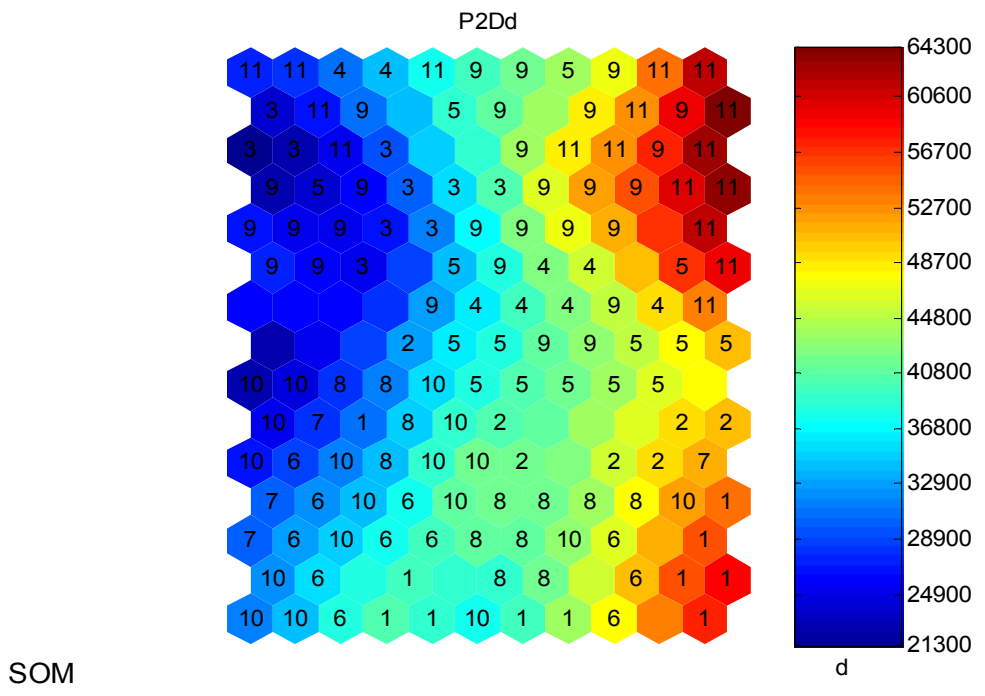
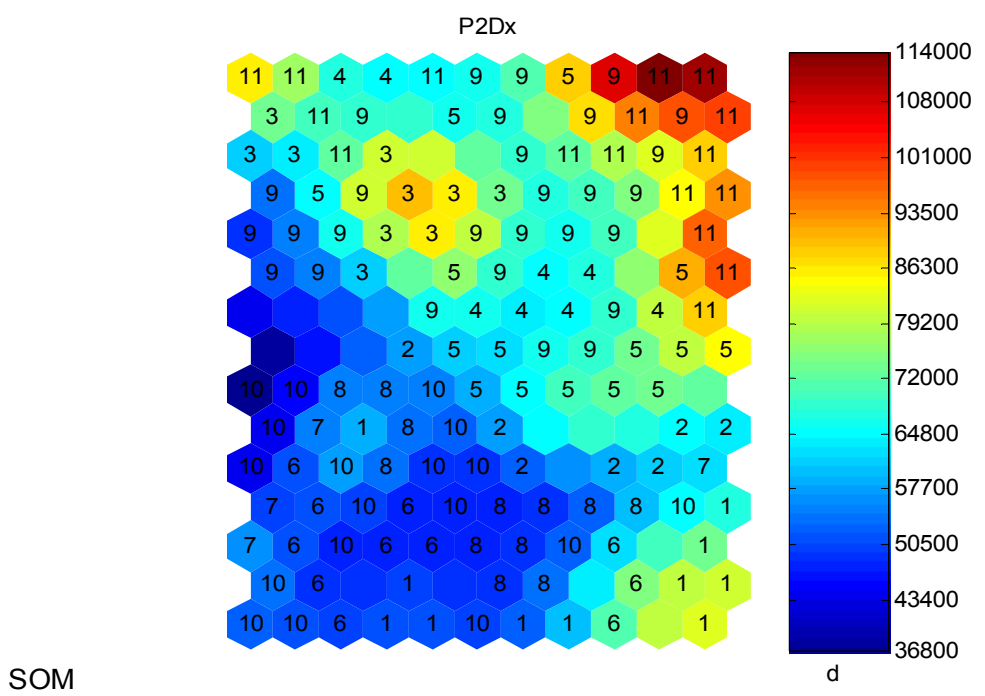


Figura 49. Resultados para Termocentro (Contratos, Embalse Agregado, P2Dn, P1Dn, P2Dd, P2Dx, P1Dd, Disponibilidad flexible) – Continuación.

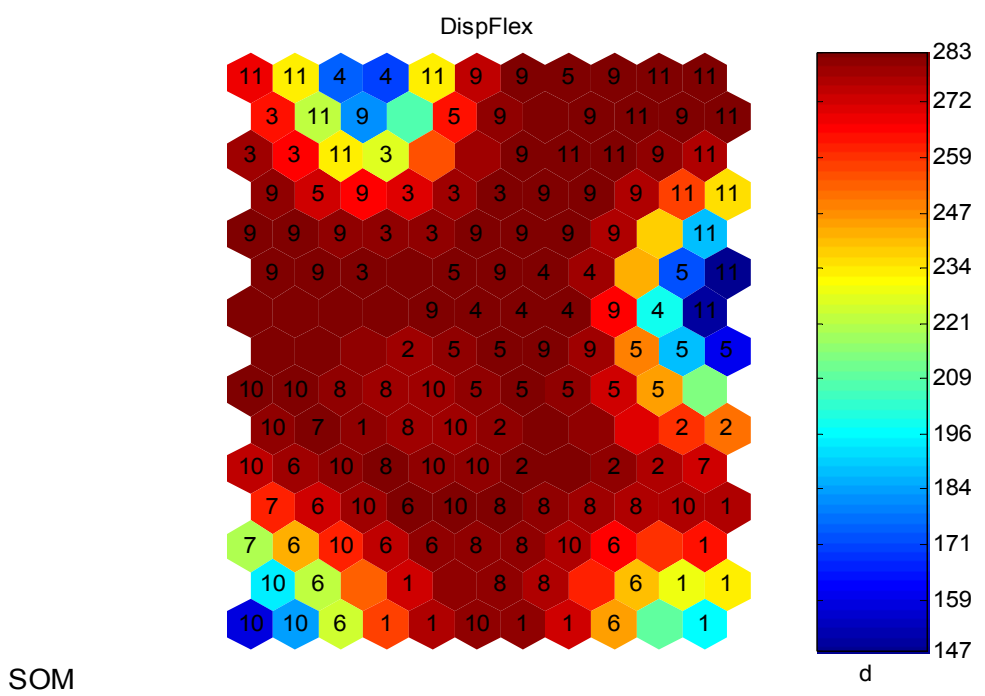
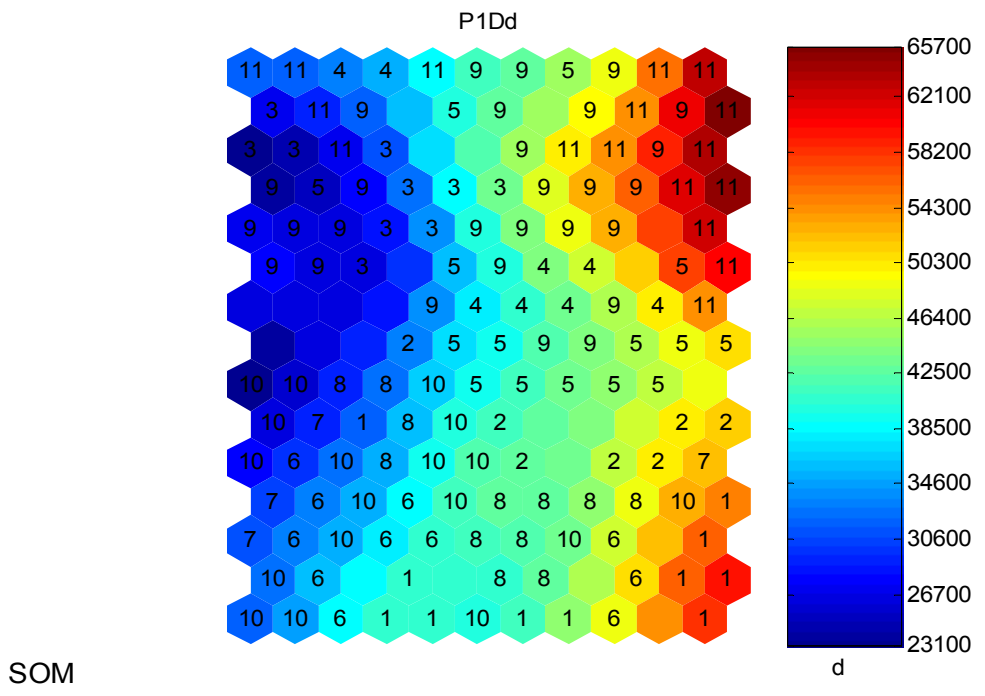


SOM



SOM

Figura 49. Resultados para Termocentro I (Contratos, Embalse Agregado, P2Dn, PIDn, P2Dd, P2Dx, PIDd, Disponibilidad flexible) – Continuación.



Al integrar las etiquetas en los mapas de las variables consideradas más relevantes para TERMOCENTRO I según el criterio mencionado (Contratos, Embalse Agregado, P2Dn, PIDn, P2Dd, P2Dx, PIDd, Disponibilidad flexible) se obtienen las siguientes relaciones:

Tabla 31. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador TERMOCENTRO I.

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>Contratos</b>	Menor a 38000 y mayor que 33700	Rango 1 (\$7228 a \$43902)
	Menor a 38000 y mayor que 36300	Rango 6 (\$122002 a \$128318)
	Menor a 38000 y mayor que 34600	Rango 10 (\$131192 a \$134691)
	Menor a 38400 y mayor que 37100	Rango 8 (\$136368 a \$139198)
	Menor a 38800 y mayor que 36300	Rango 7 (\$149851 a \$184318)
	Menor a 38800 y mayor que 36300	Rango 2 (\$223956 a \$265802)
	Menor a 36700 y mayor que 30700	Rango 3 (\$447096 a \$449420)
	Menor a 37550 y mayor que 32000	Rango 5 (\$450578 a \$453713)
	Menor a 36700 y mayor que 31100	Rango 9 (\$455102 a \$458443)
	Menor a 34600 y mayor que 30700	Rango 4 (\$461556 a \$466579)
	Menor a 34150 y mayor que 29500	Rango 11 (\$468565 a \$475902)
<b>Embalse Agregado MWh (millones de unidades)</b>	Menor a 12.8 y mayor que 8.2	Rango 1 (\$7228 a \$43902)
	Menor a 13.1 y mayor que 9.06	Rango 6 (\$122002 a \$128318)
	Menor a 13.1 y mayor que 8.2	Rango 10 (\$131192 a \$134691)
	Menor a 13.1 y mayor que 8.2	Rango 8 (\$136368 a \$139198)
	Menor a 13.1 y mayor que 7.68	Rango 7 (\$149851 a \$184318)
	Menor a 11.6 y mayor que 7.68	Rango 2 (\$223956 a \$265802)
	Menor a 12.5 y mayor que 11.9	Rango 3 (\$447096 a \$449420)
	Menor a 13.9 y mayor que 8.78	Rango 5 (\$450578 a \$453713)
	Menor a 13.9 y mayor que 9.07	Rango 9 (\$455102 a \$458443)
	Menor a 11.9 y mayor que 9.07	Rango 4 (\$461556 a \$466579)
	Menor a 13.1 y mayor que 10.5	Rango 11 (\$468565 a \$475902)
<b>P2Dn</b>	Menor a 50450 y mayor que 26900	Rango 1 (\$7228 a \$43902)
	Menor a 46150 y mayor que 26900	Rango 6 (\$122002 a \$128318)
	Menor a 48300 y mayor que 16250	Rango 10 (\$131192 a \$134691)
	Menor a 44000 y mayor que 26900	Rango 8 (\$136368 a \$139198)
	Menor a 46150 y mayor que 22700	Rango 7 (\$149851 a \$184318)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>P2Dn</b>	Menor a 46150 y mayor que 22700	Rango 2 (\$223956 a \$265802)
	Menor a 33350 y mayor que 12150	Rango 3 (\$447096 a \$449420)
	Menor a 48300 y mayor que 20550	Rango 5 (\$450578 a \$453713)
	Menor a 50450 y mayor que 16250	Rango 9 (\$455102 a \$458443)
	Menor a 41900 y mayor que 18400	Rango 4 (\$461556 a \$466579)
	Menor a 56500 y mayor que 10200	Rango 11 (\$468565 a \$475902)
<b>P1Dn</b>	Menor a 52350 y mayor que 28900	Rango 1 (\$7228 a \$43902)
	Menor a 48050 y mayor que 24700	Rango 6 (\$122002 a \$128318)
	Menor a 41700 y mayor que 18250	Rango 10 (\$131192 a \$134691)
	Menor a 45900 y mayor que 24700	Rango 8 (\$136368 a \$139198)
	Menor a 48050 y mayor que 24700	Rango 7 (\$149851 a \$184318)
	Menor a 48050 y mayor que 28900	Rango 2 (\$223956 a \$265802)
	Menor a 35300 y mayor que 14150	Rango 3 (\$447096 a \$449420)
	Menor a 50200 y mayor que 20400	Rango 5 (\$450578 a \$453713)
	Menor a 54500 y mayor que 18250	Rango 9 (\$455102 a \$458443)
	Menor a 45900 y mayor que 20400	Rango 4 (\$461556 a \$466579)
	Menor a 58400 y mayor que 12200	Rango 11 (\$468565 a \$475902)
<b>P2Dd</b>	Menor a 58650 y mayor que 30900	Rango 1 (\$7228 a \$43902)
	Menor a 50700 y mayor que 28900	Rango 6 (\$122002 a \$128318)
	Menor a 52700 y mayor que 23100	Rango 10 (\$131192 a \$134691)
	Menor a 46750 y mayor que 28900	Rango 8 (\$136368 a \$139198)
	Menor a 52700 y mayor que 28900	Rango 7 (\$149851 a \$184318)
	Menor a 50700 y mayor que 32900	Rango 2 (\$223956 a \$265802)
	Menor a 44800 y mayor que 21300	Rango 3 (\$447096 a \$449420)
	Menor a 58650 y mayor que 24900	Rango 5 (\$450578 a \$453713)
	Menor a 58650 y mayor que 23100	Rango 9 (\$455102 a \$458443)
	Menor a 48700 y mayor que 30900	Rango 4 (\$461556 a \$466579)
	Menor a 64300 y mayor que 24900	Rango 11 (\$468565 a \$475902)
<b>P2Dx</b>	Menor a 79200 y mayor que 50500	Rango 1 (\$7228 a \$43902)
	Menor a 75600 y mayor que 46950	Rango 6 (\$122002 a \$128318)
	Menor a 64800 y mayor que 36800	Rango 10 (\$131192 a \$134691)
	Menor a 57700 y mayor que 46950	Rango 8 (\$136368 a \$139198)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>P2Dx</b>	Menor a 64800 y mayor que 50500	Rango 7 (\$149851 a \$184318)
	Menor a 64800 y mayor que 54100	Rango 2 (\$223956 a \$265802)
	Menor a 89900 y mayor que 64800	Rango 3 (\$447096 a \$449420)
	Menor a 93500 y mayor que 57700	Rango 5 (\$450578 a \$453713)
	Menor a 104500 y mayor que 50500	Rango 9 (\$455102 a \$458443)
	Menor a 79200 y mayor que 64800	Rango 4 (\$461556 a \$466579)
	Menor a 114000 y mayor que 75600	Rango 11 (\$468565 a \$475902)
<b>PIDd</b>	Menor a 58200 y mayor que 32600	Rango 1 (\$7228 a \$43902)
	Menor a 50300 y mayor que 30600	Rango 6 (\$122002 a \$128318)
	Menor a 54300 y mayor que 23100	Rango 10 (\$131192 a \$134691)
	Menor a 48350 y mayor que 28650	Rango 8 (\$136368 a \$139198)
	Menor a 52300 y mayor que 28650	Rango 7 (\$149851 a \$184318)
	Menor a 52300 y mayor que 32600	Rango 2 (\$223956 a \$265802)
	Menor a 44450 y mayor que 23100	Rango 3 (\$447096 a \$449420)
	Menor a 58200 y mayor que 24900	Rango 5 (\$450578 a \$453713)
	Menor a 60150 y mayor que 23100	Rango 9 (\$455102 a \$458443)
	Menor a 50300 y mayor que 34600	Rango 4 (\$461556 a \$466579)
	Menor a 65700 y mayor que 26700	Rango 11 (\$468565 a \$475902)
	<b>Disponibilidad flexible</b>	Menor a 278 y mayor que 209
Menor a 283 y mayor que 221		Rango 6 (\$122002 a \$128318)
Menor a 283 y mayor que 159		Rango 10 (\$131192 a \$134691)
Menor a 283 y mayor que 272		Rango 8 (\$136368 a \$139198)
Menor a 283 y mayor que 215		Rango 7 (\$149851 a \$184318)
Menor a 283 y mayor que 253		Rango 2 (\$223956 a \$265802)
Menor a 283 y mayor que 225		Rango 3 (\$447096 a \$449420)
Menor a 283 y mayor que 159		Rango 5 (\$450578 a \$453713)
Menor a 283 y mayor que 184		Rango 9 (\$455102 a \$458443)
Menor a 283 y mayor que 171		Rango 4 (\$461556 a \$466579)
Menor a 283 y mayor que 147		Rango 11 (\$468565 a \$475902)

A partir de la tabla anterior, se puede observar como se asocia la variable clase (el precio de oferta) con cada una de las variables en estudio para la central térmica TERMOCENTRO I.

Para esta central de generación, no se puede establecer una clara dependencia entre las distintas variables consideradas en el análisis y el precio de oferta, situación atribuida en parte a la uniformidad de la distribución obtenida para el precio de oferta.

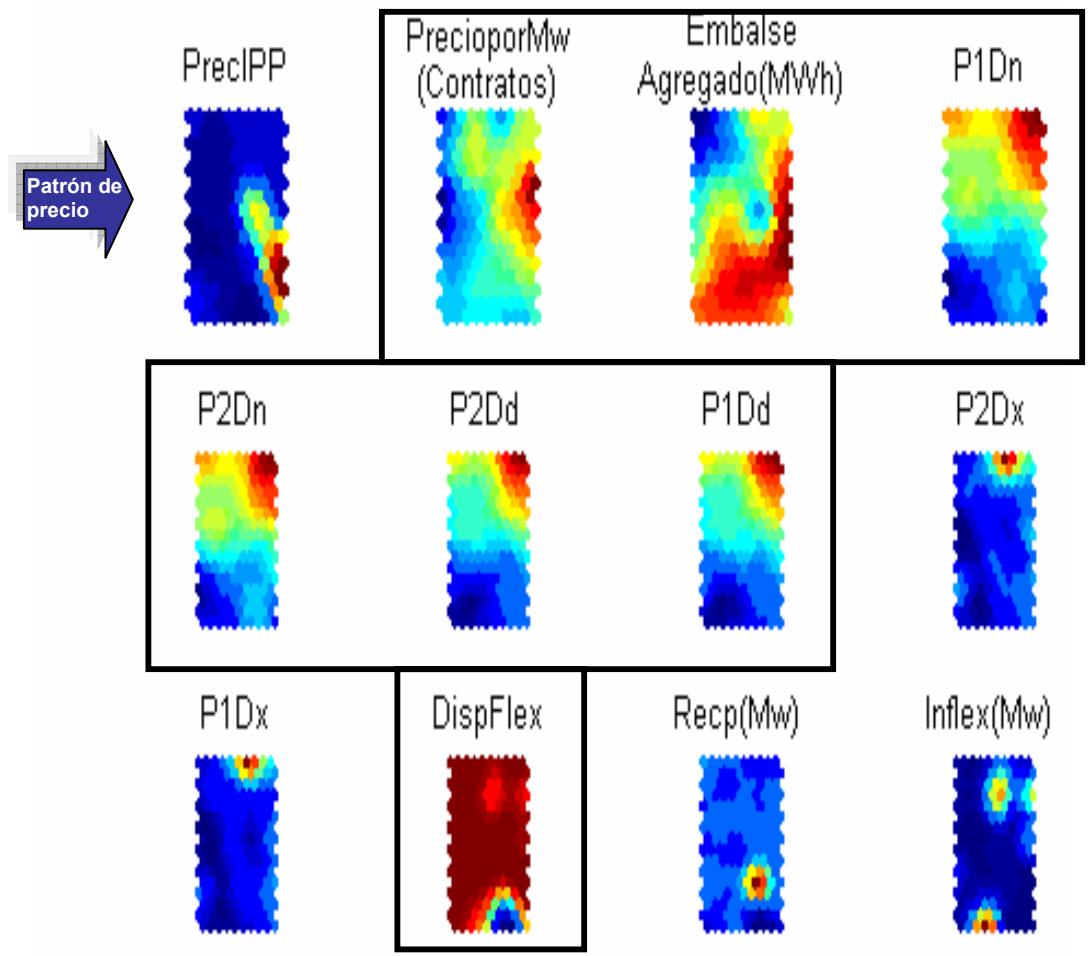
El hecho mencionado hace un poco más complejo el que se establezcan relaciones entre las distintas variables y la variable clase, porque esta última parece no responder a las variaciones de las demás. En estos casos, lo ideal sería que alguna de las variables variará de forma uniforme facilitando así el establecer las relaciones buscadas.

Se puede concluir entonces a partir de los resultados, que TERMOCENTROI no posee un patrón de precio definido por las variables consideradas en el estudio realizado.

### 7.2.8 Resultados para TERMOPAIPA4

Resultados generales:

Figura 50. Resultados generales para TERMOPAIPA4



Los mapas obtenidos para esta variable, no dejan en evidencia un grado alto de correlación con alguna de las variables en estudio, esto motivado de nuevo por la poca variación que muestran los precios de oferta de esta planta de generación.

Resultados detallados:

Figura 51. Resultados para Termopaipa4 (Contratos, P2Dn, PIDn, P2Dd, PIDd, Embalse Agregado, Disponibilidad flexible).

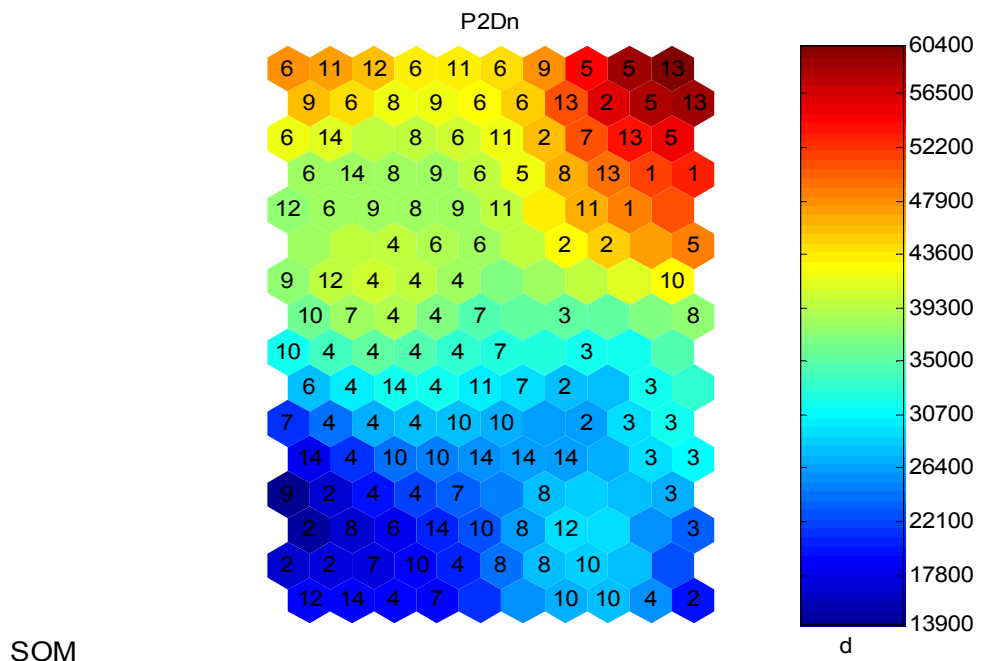
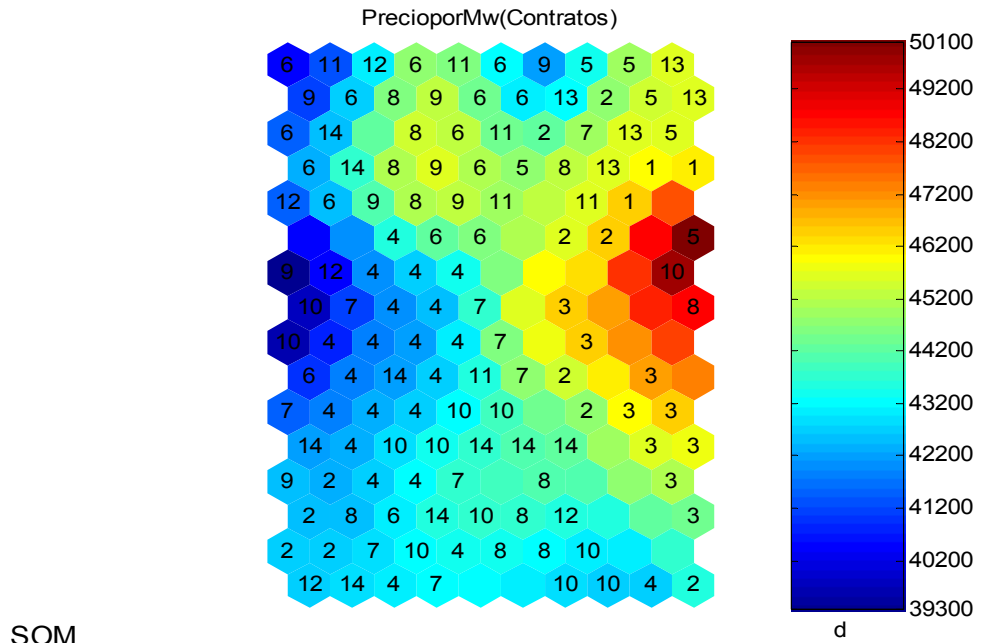


Figura 51. Resultados para Termopaipa4 (Contratos, P2Dn, PIDn, P2Dd, PIDd, Embalse Agregado, Disponibilidad flexible) - Continuación.

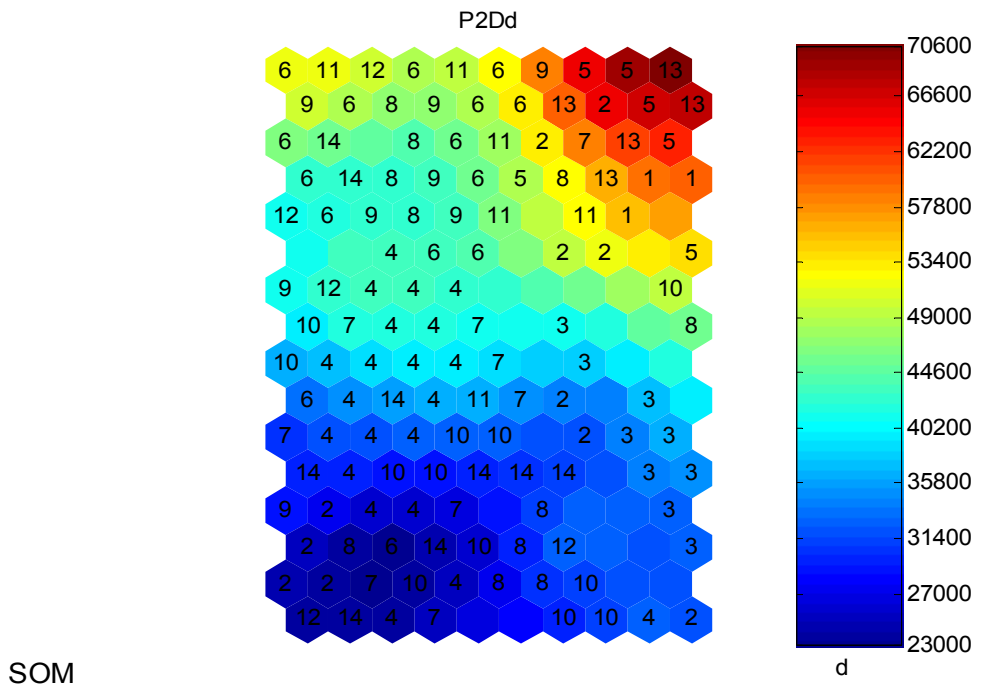
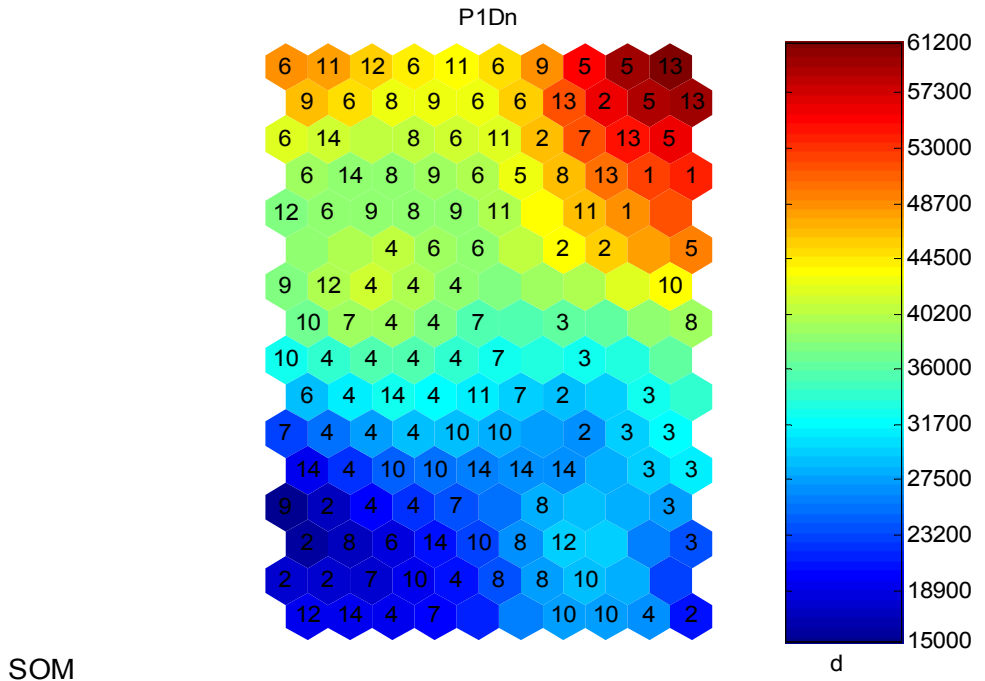
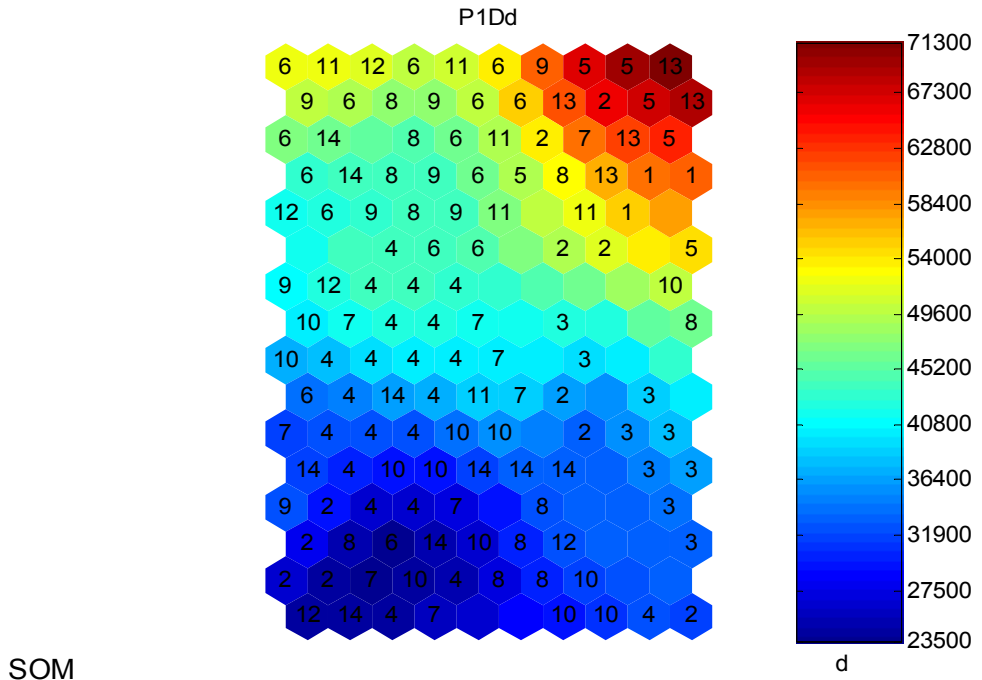
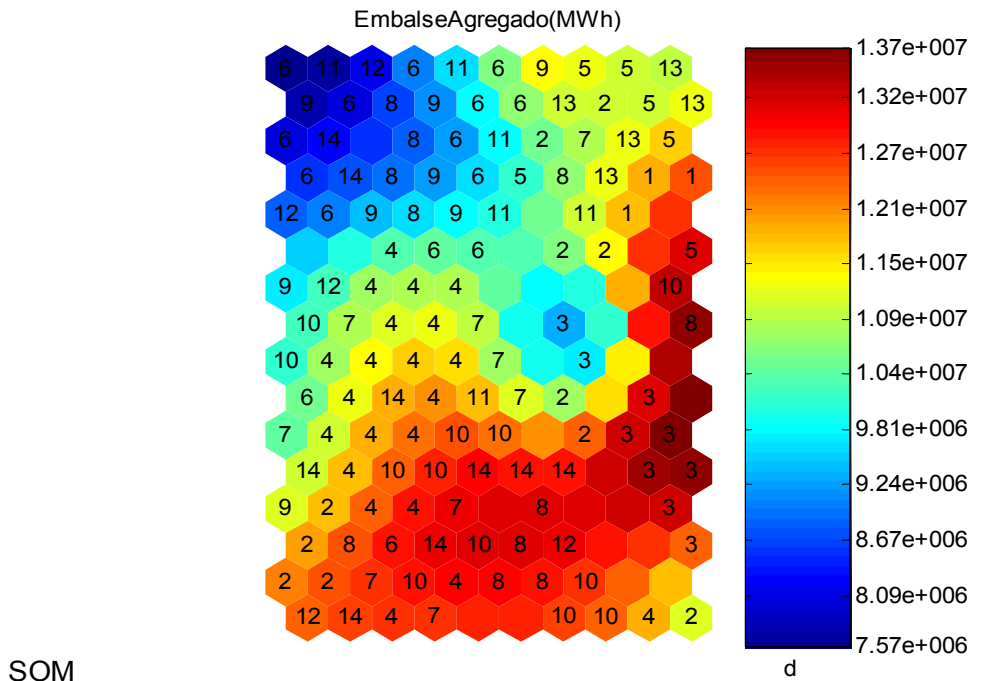


Figura 51. Resultados para Termopaipa4 (Contratos, P2Dn, PIDn, P2Dd, PIDd, Embalse Agregado, Disponibilidad flexible) - Continuación.

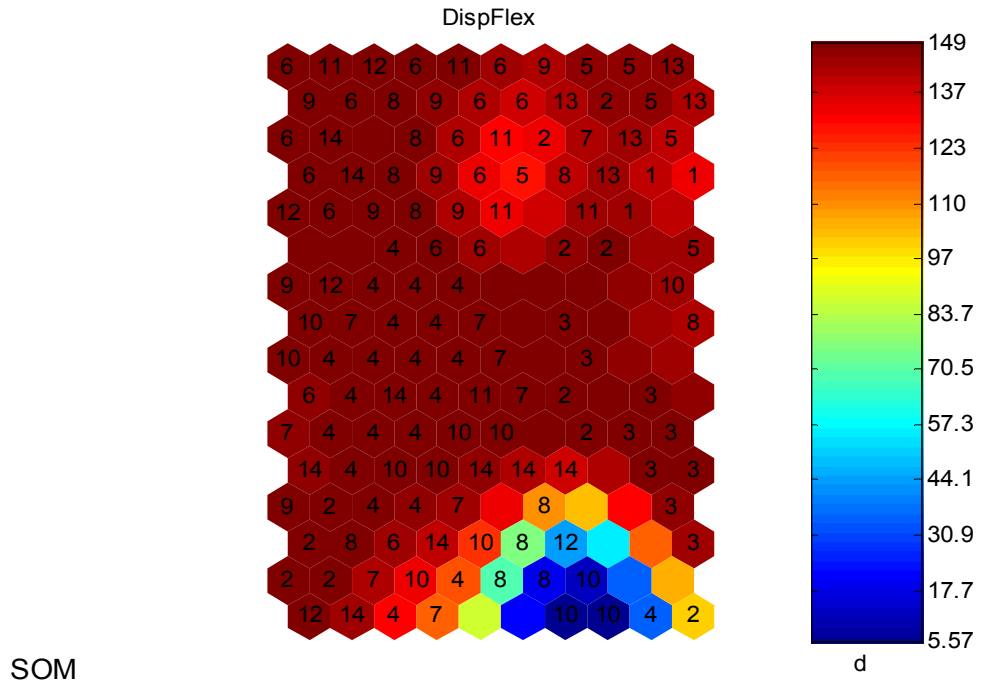


SOM



SOM

Figura 51. Resultados para Termopaipa4 (Contratos, P2Dn, PIDn, P2Dd, PIDd, Embalse Agregado, Disponibilidad flexible) - Continuación.



Al integrar las etiquetas en los mapas de las variables consideradas más relevantes para TERMOPAIPA4 según el criterio mencionado (Contratos, P2Dn, PIDn, P2Dd, PIDd, Embalse Agregado, Disponibilidad flexible) se obtienen las siguientes relaciones:

Tabla 32. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador TERMOPAIPA4.

Variable	Valor que toma la variable	Rango de precios
<b>Contratos</b>	Menor a 48700 y mayor que 42200	Rango 8 (\$3551 a \$8549)
	Menor a 50100 y mayor que 39750	Rango 10 (\$11667 a \$15847)
	Menor a 43700 y mayor que 40700	Rango 4 (\$16595 a \$19836)
	Menor a 45200 y mayor que 41200	Rango 7 (\$20753 a \$24064)
	Menor a 44200 y mayor que 42200	Rango 14 (\$24491 a \$29333)
	Menor a 44200 y mayor que 40200	Rango 12 (\$29722 a \$31865)
	Menor a 46200 y mayor que 39300	Rango 9 (\$32217 a \$33677)
	Menor a 45700 y mayor que 41200	Rango 6 (\$34451 a \$37331)
	Menor a 45700 y mayor que 41700	Rango 11 (\$38147 a \$42662)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>Contratos</b>	Menor a 46200 y mayor que 45700	Rango 13 (\$43265 a \$47920)
	Menor a 50100 y mayor que 43200	Rango 5 (\$48321 a \$53257)
	Menor a 46700 y mayor que 46200	Rango 1 (\$55156 a \$63383)
	Menor a 46700 y mayor que 42200	Rango 2 (\$112958 a \$241004)
	Menor a 47200 y mayor que 44700	Rango 3 (\$330727 a \$456267)
<b>P2Dn</b>	Menor a 56500 y mayor que 15850	Rango 8 (\$3551 a \$8549)
	Menor a 43600 y mayor que 17800	Rango 10 (\$11667 a \$15847)
	Menor a 41450 y mayor que 17800	Rango 4 (\$16595 a \$19836)
	Menor a 52200 y mayor que 17800	Rango 7 (\$20753 a \$24064)
	Menor a 41450 y mayor que 17800	Rango 14 (\$24491 a \$29333)
	Menor a 45750 y mayor que 17800	Rango 12 (\$29722 a \$31865)
	Menor a 47900 y mayor que 13900	Rango 9 (\$32217 a \$33677)
	Menor a 47900 y mayor que 17800	Rango 6 (\$34451 a \$37331)
	Menor a 47900 y mayor que 30700	Rango 11 (\$38147 a \$42662)
	Menor a 60400 y mayor que 50050	Rango 13 (\$43265 a \$47920)
	Menor a 60400 y mayor que 50050	Rango 5 (\$48321 a \$53257)
	Menor a 54350 y mayor que 50050	Rango 1 (\$55156 a \$63383)
	Menor a 56500 y mayor que 13900	Rango 2 (\$112958 a \$241004)
Menor a 37150 y mayor que 24250	Rango 3 (\$330727 a \$456267)	
<b>P1Dn</b>	Menor a 46600 y mayor que 16950	Rango 8 (\$3551 a \$8549)
	Menor a 44500 y mayor que 18900	Rango 10 (\$11667 a \$15847)
	Menor a 42350 y mayor que 18900	Rango 4 (\$16595 a \$19836)
	Menor a 53000 y mayor que 16950	Rango 7 (\$20753 a \$24064)
	Menor a 42350 y mayor que 18900	Rango 14 (\$24491 a \$29333)
	Menor a 46600 y mayor que 18900	Rango 12 (\$29722 a \$31865)
	Menor a 46600 y mayor que 15000	Rango 9 (\$32217 a \$33677)
	Menor a 46600 y mayor que 18900	Rango 6 (\$34451 a \$37331)
	Menor a 48700 y mayor que 31700	Rango 11 (\$38147 a \$42662)
	Menor a 61200 y mayor que 48700	Rango 13 (\$43265 a \$47920)
	Menor a 61200 y mayor que 42350	Rango 5 (\$48321 a \$53257)
	Menor a 55150 y mayor que 48700	Rango 1 (\$55156 a \$63383)
	Menor a 55150 y mayor que 15000	Rango 2 (\$112958 a \$241004)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
	Menor a 36000 y mayor que 23200	Rango 3 (\$330727 a \$456267)
<b>P2Dd</b>	Menor a 53400 y mayor que 25000	Rango 8 (\$3551 a \$8549)
	Menor a 49000 y mayor que 25000	Rango 10 (\$11667 a \$15847)
	Menor a 44600 y mayor que 25000	Rango 4 (\$16595 a \$19836)
	Menor a 57800 y mayor que 23000	Rango 7 (\$20753 a \$24064)
	Menor a 46800 y mayor que 25000	Rango 14 (\$24491 a \$29333)
	Menor a 49000 y mayor que 25000	Rango 12 (\$29722 a \$31865)
	Menor a 57800 y mayor que 29200	Rango 9 (\$32217 a \$33677)
	Menor a 55600 y mayor que 23000	Rango 6 (\$34451 a \$37331)
	Menor a 51200 y mayor que 35800	Rango 11 (\$38147 a \$42662)
	Menor a 70600 y mayor que 55600	Rango 13 (\$43265 a \$47920)
	Menor a 70600 y mayor que 53400	Rango 5 (\$48321 a \$53257)
	Menor a 60000 y mayor que 55600	Rango 1 (\$55156 a \$63383)
	Menor a 64400 y mayor que 25000	Rango 2 (\$112958 a \$241004)
	Menor a 42400 y mayor que 33600	Rango 3 (\$330727 a \$456267)
<b>P1Dd</b>	Menor a 54000 y mayor que 25500	Rango 8 (\$3551 a \$8549)
	Menor a 49600 y mayor que 25500	Rango 10 (\$11667 a \$15847)
	Menor a 45200 y mayor que 25500	Rango 4 (\$16595 a \$19836)
	Menor a 58400 y mayor que 23500	Rango 7 (\$20753 a \$24064)
	Menor a 49600 y mayor que 25500	Rango 14 (\$24491 a \$29333)
	Menor a 51800 y mayor que 25500	Rango 12 (\$29722 a \$31865)
	Menor a 60600 y mayor que 34150	Rango 9 (\$32217 a \$33677)
	Menor a 56200 y mayor que 23500	Rango 6 (\$34451 a \$37331)
	Menor a 54000 y mayor que 40800	Rango 11 (\$38147 a \$42662)
	Menor a 71300 y mayor que 60600	Rango 13 (\$43265 a \$47920)
	Menor a 71300 y mayor que 56200	Rango 5 (\$48321 a \$53257)
	Menor a 60600 y mayor que 56200	Rango 1 (\$55156 a \$63383)
	Menor a 65050 y mayor que 25500	Rango 2 (\$112958 a \$241004)
	Menor a 45200 y mayor que 34150	Rango 3 (\$330727 a \$456267)
	Menor a 13.7 y mayor que 8.67	Rango 8 (\$3551 a \$8549)
	Menor a 13.45 y mayor que 10.4	Rango 10 (\$11667 a \$15847)
	Menor a 12.95 y mayor que 10.4	Rango 4 (\$16595 a \$19836)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>Embalse Agregado MWh (millones de unidades)</b>	Menor a 13.2 y mayor que 10.65	Rango 7 (\$20753 a \$24064)
	Menor a 12.95 y mayor que 8.09	Rango 14 (\$24491 a \$29333)
	Menor a 13.2 y mayor que 8.09	Rango 12 (\$29722 a \$31865)
	Menor a 11.5 y mayor que 7.83	Rango 9 (\$32217 a \$33677)
	Menor a 12.95 y mayor que 7.57	Rango 6 (\$34451 a \$37331)
	Menor a 11.8 y mayor que 7.83	Rango 11 (\$38147 a \$42662)
	Menor a 11.2 y mayor que 10.9	Rango 13 (\$43265 a \$47920)
	Menor a 13.2 y mayor que 10.4	Rango 5 (\$48321 a \$53257)
	Menor a 12.7 y mayor que 11.8	Rango 1 (\$55156 a \$63383)
	Menor a 12.7 y mayor que 10.65	Rango 2 (\$112958 a \$241004)
	Menor a 13.7 y mayor que 9.24	Rango 3 (\$330727 a \$456267)
<b>Disponibilidad flexible</b>	Menor a 149 y mayor que 18	Rango 8 (\$3551 a \$8549)
	Menor a 149 y mayor que 6	Rango 10 (\$11667 a \$15847)
	Menor a 149 y mayor que 31	Rango 4 (\$16595 a \$19836)
	Menor a 149 y mayor que 123	Rango 7 (\$20753 a \$24064)
	Menor a 149 y mayor que 130	Rango 14 (\$24491 a \$29333)
	Menor a 149 y mayor que 44	Rango 12 (\$29722 a \$31865)
	Menor a 149 y mayor que 143	Rango 9 (\$32217 a \$33677)
	Menor a 149 y mayor que 130	Rango 6 (\$34451 a \$37331)
	Menor a 149 y mayor que 130	Rango 11 (\$38147 a \$42662)
	Menor a 149 y mayor que 143	Rango 13 (\$43265 a \$47920)
	Menor a 149 y mayor que 130	Rango 5 (\$48321 a \$53257)
	Menor a 143 y mayor que 137	Rango 1 (\$55156 a \$63383)
	Menor a 149 y mayor que 104	Rango 2 (\$112958 a \$241004)
Menor a 149 y mayor que 143	Rango 3 (\$330727 a \$456267)	

A partir de la tabla anterior, se puede observar como se asocia la variable clase (el precio de oferta) con cada una de las variables en estudio para la central térmica TERMOPAIPA4.

Para esta central de generación, no se puede establecer una clara dependencia entre las distintas variables consideradas en el análisis y el precio de oferta, situación atribuida en parte a la uniformidad de la distribución obtenida para el precio de oferta.

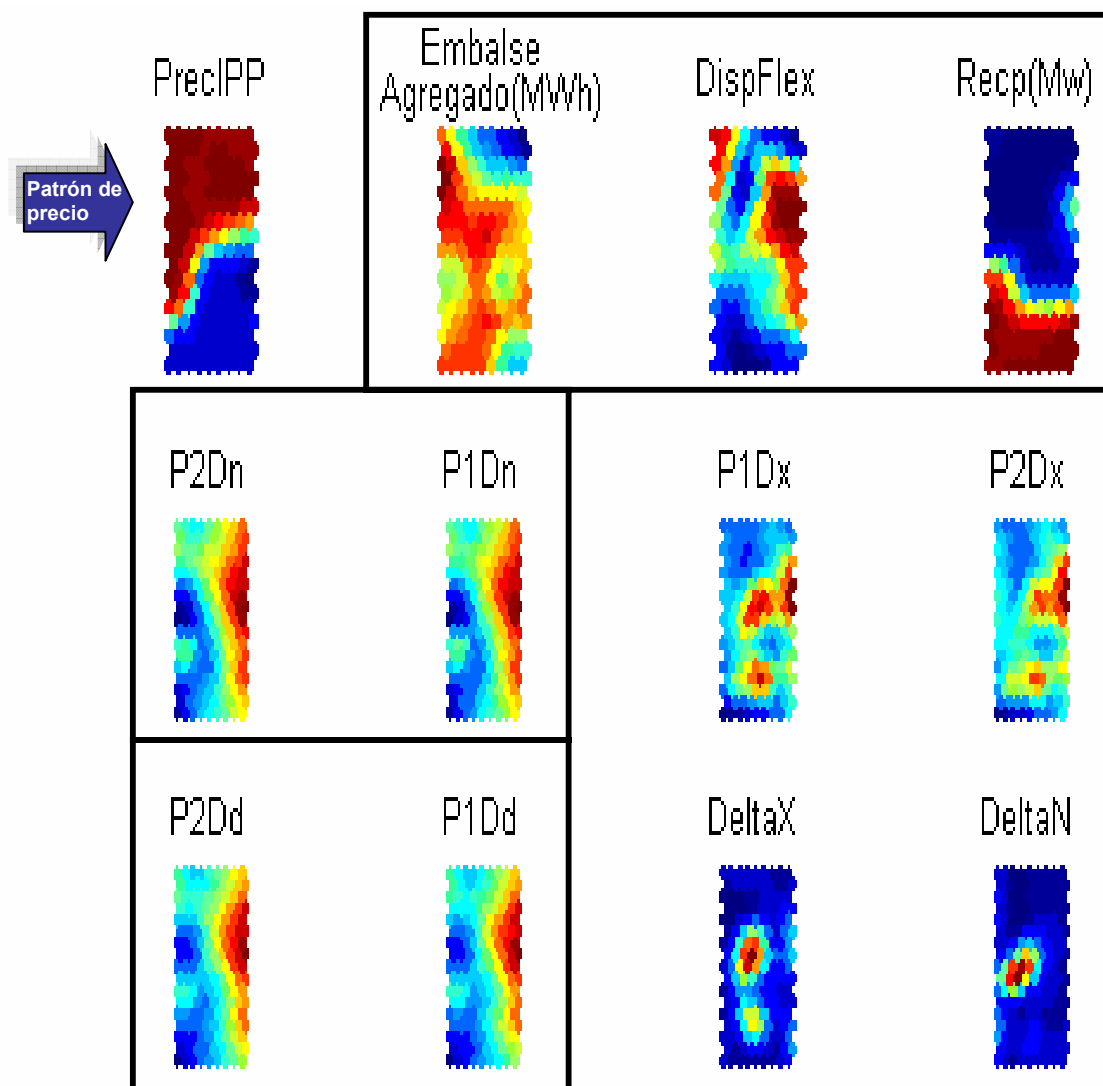
Como se había mencionado esta forma de distribución del precio de oferta, hace un poco más complejo el que se establezcan relaciones entre las distintas variables y la variable clase, porque esta última parece no responder a las variaciones de las demás.

Se puede concluir entonces a partir de los resultados, que TERMOPAIPA4 no posee un patrón de precio definido por las variables consideradas en el estudio realizado.

### 7.2.9 Resultados para TERMOFLORES3

Resultados generales:

Figura 52. Resultados generales para TERMOFLORES3



Se observa un grado de correlación bastante elevado entre las reconciliaciones positivas y el precio de oferta, por la forma en que se distribuyen los mapas de estas dos variables a lo largo del plano. Obsérvese que la relación entre los dos mapas es de carácter inverso, es decir, mientras mayor se hace el precio de oferta, menor se hace la cantidad de energía asociada a reconciliaciones positivas.

Resultados detallados:

Figura 53. Resultados para Termoflores3 (Reconciliaciones Positivas, Embalse Agregado, Disponibilidad flexible, P2Dn, PIDn, PIDd, P2Dd).

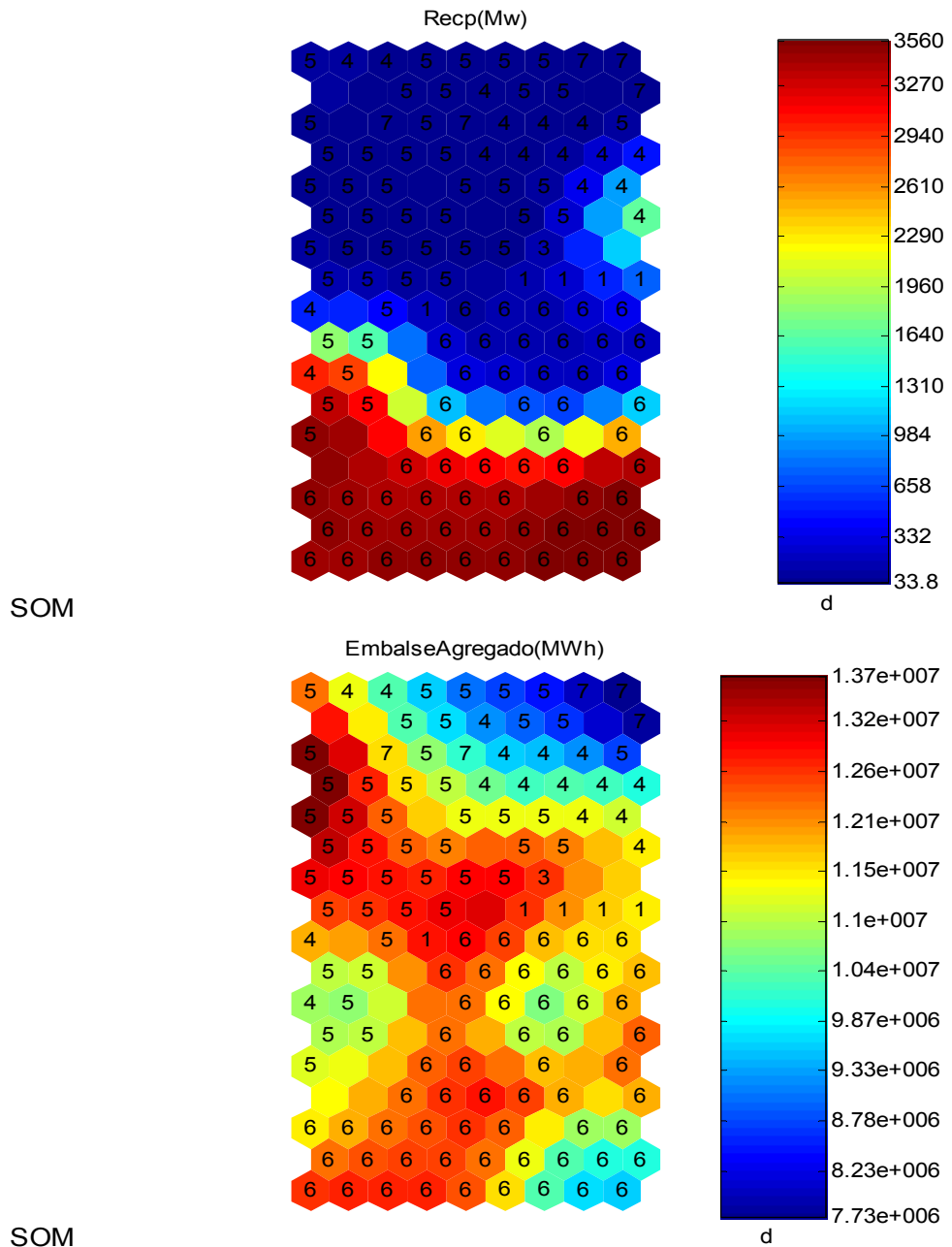


Figura 53. Resultados para Termoflores3 (Reconciliaciones Positivas, Embalse Agregado, Disponibilidad flexible, P2Dn, PIDn, PIDd, P2Dd) – Continuación.

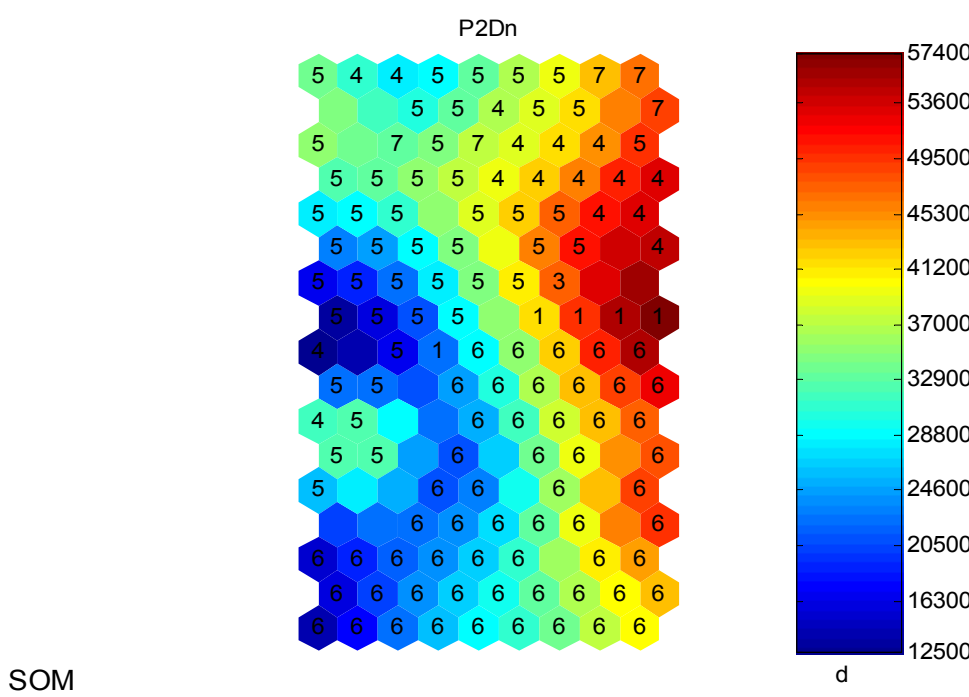
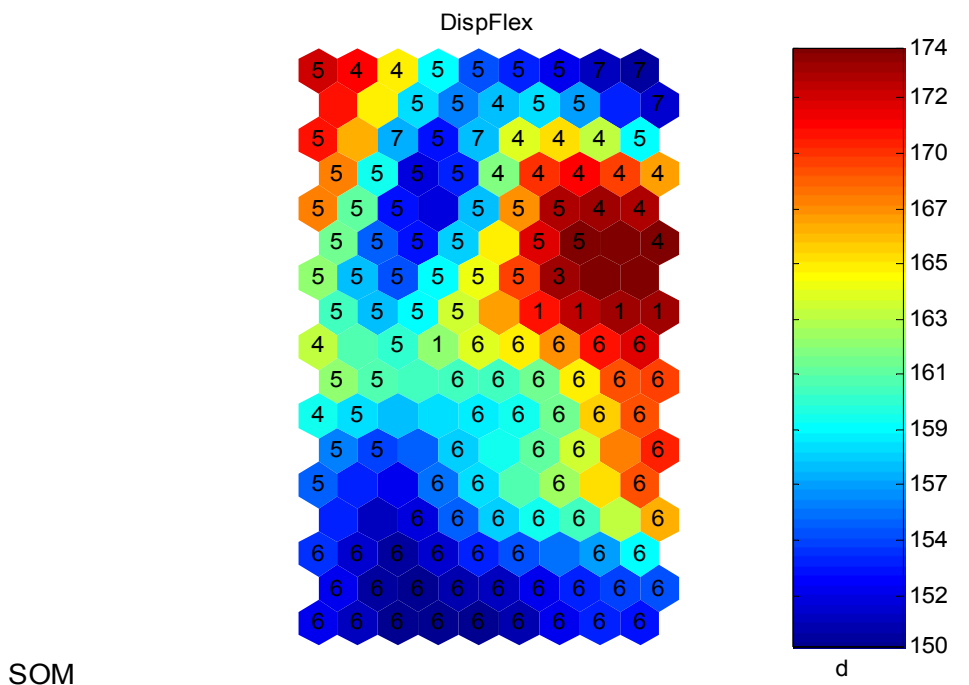


Figura 53. Resultados para Termoflores3 (Reconciliaciones Positivas, Embalse Agregado, Disponibilidad flexible, P2Dn, P1Dn, P1Dd, P2Dd) – Continuación.

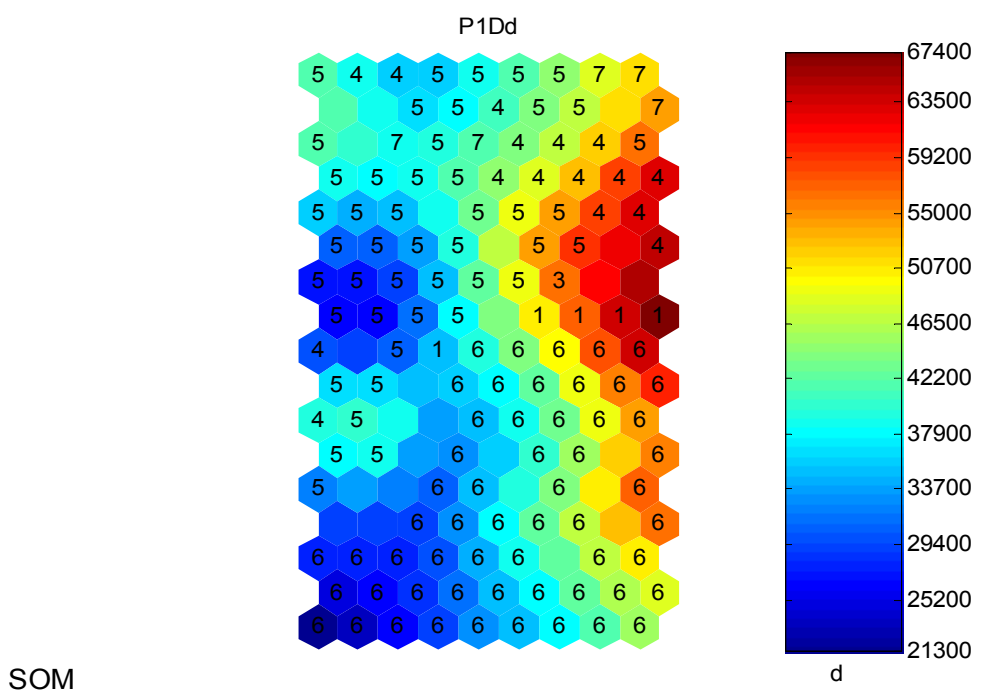
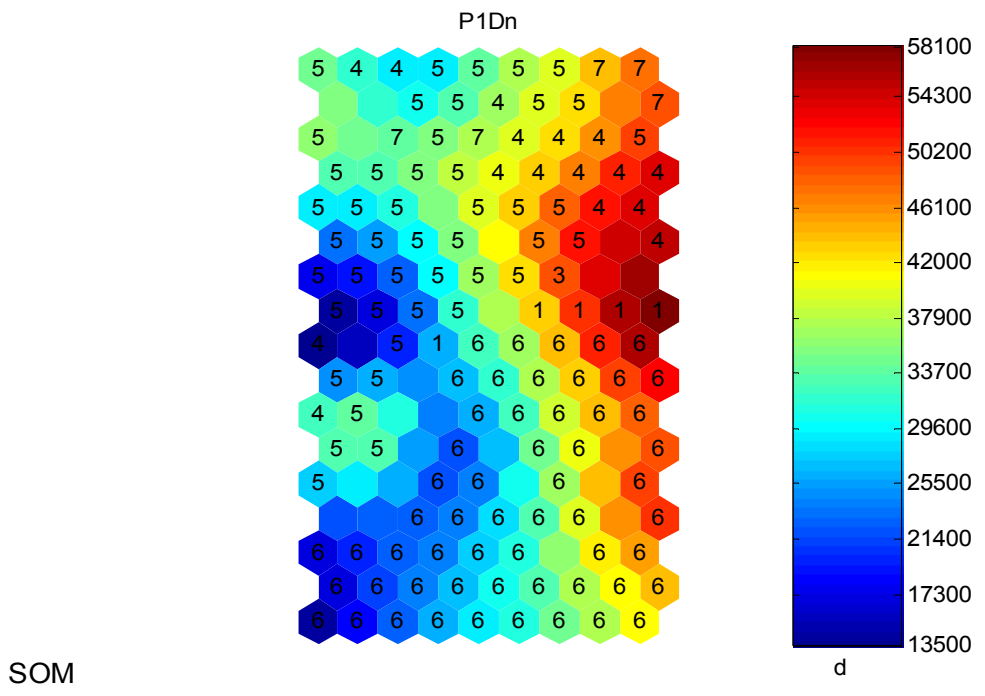
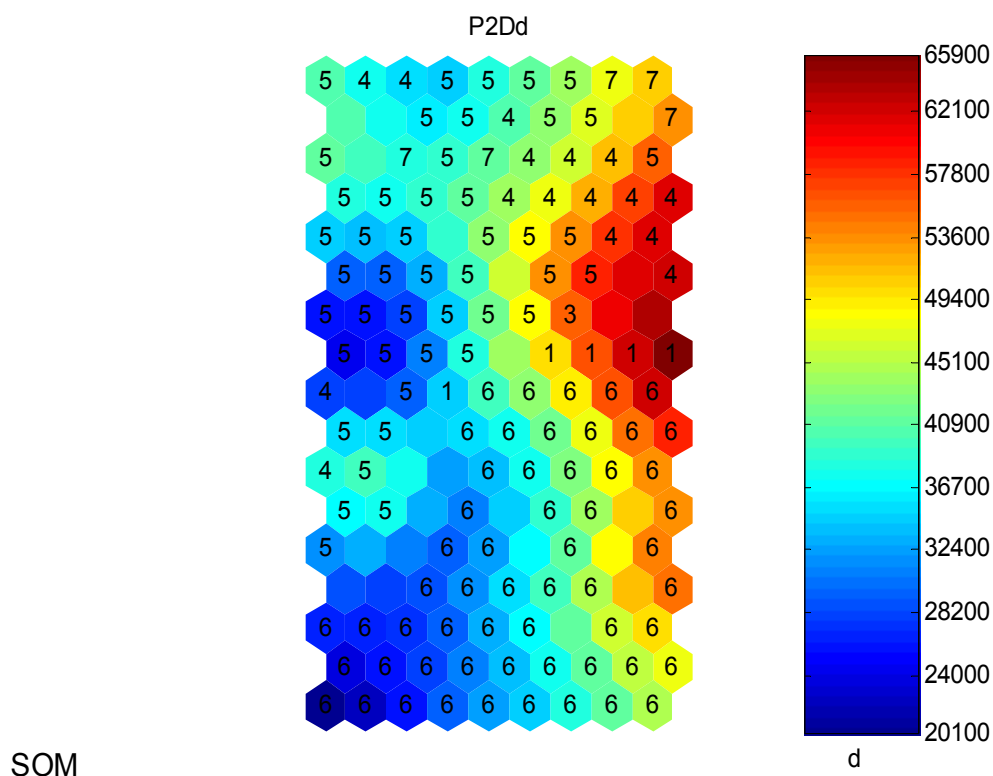


Figura 53. Resultados para Termoflores3 (Reconciliaciones Positivas, Embalse Agregado, Disponibilidad flexible, P2Dn, PIDn, PIDd, P2Dd) – Continuación.



Al integrar las etiquetas en los mapas de las variables consideradas más relevantes para TERMOFLORES3 según el criterio mencionado (Reconciliaciones Positivas, Embalse Agregado, Disponibilidad flexible, P2Dn, PIDn, PIDd, P2Dd) se obtienen las siguientes relaciones:

Tabla 33. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador TERMOFLORES3.

Variable	Valor que toma la variable	Rango de precios
<b>Reconciliaciones positivas</b>	Menor a 3560 y mayor que 183	Rango 6 (\$34229 a \$134420)
	No se asoció	Rango 2 (\$160548 a \$191165)
	Menor a 821 y mayor que 183	Rango 1 (\$259160 a \$270757)
	Menor a 332 y mayor que 183 Puede ser atípico	Rango 3 \$375902
	Menor a 183 y mayor que 33.8	Rango 7 (\$429506 a \$440945)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
	Menor a 3415 y mayor que 33.8	Rango 5 (\$445548 a \$458443)
	Menor a 3105 y mayor que 33.8	Rango 4 (\$461556 a \$475902)
<b>Embalse Agregado MWh (millones de unidades)</b>	Menor a 12.9 y mayor que 10.4	Rango 6 (\$34229 a \$134420)
	No se asoció	Rango 2 (\$160548 a \$191165)
	Menor a 12.9 y mayor que 11.5	Rango 1 (\$259160 a \$270757)
	Menor a 12.9 y mayor que 12.6 Puede ser atípico	Rango 3 \$375902
	Menor a 11.8 y mayor que 7.73	Rango 7 (\$429506 a \$440945)
	Menor a 13.7 y mayor que 8.5	Rango 5 (\$445548 a \$458443)
	Menor a 11.8 y mayor que 9.06	Rango 4 (\$461556 a \$475902)
<b>Disponibilidad flexible</b>	Menor a 172 y mayor que 150	Rango 6 (\$34229 a \$134420)
	No se asoció	Rango 2 (\$160548 a \$191165)
	Menor a 174 y mayor que 162	Rango 1 (\$259160 a \$270757)
	Menor a 174 y mayor que 173 Puede ser atípico	Rango 3 \$375902
	Menor a 159 y mayor que 150	Rango 7 (\$429506 a \$440945)
	Menor a 173 y mayor que 152	Rango 5 (\$445548 a \$458443)
	Menor a 174 y mayor que 159	Rango 4 (\$461556 a \$475902)
<b>P2Dn</b>	Menor a 57400 y mayor que 14400	Rango 6 (\$34229 a \$134420)
	No se asoció	Rango 2 (\$160548 a \$191165)
	Menor a 57400 y mayor que 22550	Rango 1 (\$259160 a \$270757)
	Menor a 47400 y mayor que 45300 Puede ser atípico	Rango 3 \$375902
	Menor a 49500 y mayor que 32900	Rango 7 (\$429506 a \$440945)
	Menor a 49500 y mayor que 12500	Rango 5 (\$445548 a \$458443)
	Menor a 53600 y mayor que 12500	Rango 4 (\$461556 a \$475902)
<b>PIDn</b>	Menor a 58100 y mayor que 15400	Rango 6 (\$34229 a \$134420)
	No se asoció	Rango 2 (\$160548 a \$191165)
	Menor a 58100 y mayor que 29600	Rango 1 (\$259160 a \$270757)
	Menor a 48150 y mayor que 46100 Puede ser atípico	Rango 3 \$375902
	Menor a 48150 y mayor que 33700	Rango 7 (\$429506 a \$440945)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
	Menor a 52250 y mayor que 13500	Rango 5 (\$445548 a \$458443)
	Menor a 54300 y mayor que 13500	Rango 4 (\$461556 a \$475902)
<b>P1Dd</b>	Menor a 65450 y mayor que 21300	Rango 6 (\$34229 a \$134420)
	No se asoció	Rango 2 (\$160548 a \$191165)
	Menor a 67400 y mayor que 37900	Rango 1 (\$259160 a \$270757)
	Menor a 57100 y mayor que 55000 Puede ser atípico	Rango 3 \$375902
	Menor a 55000 y mayor que 37900	Rango 7 (\$429506 a \$440945)
	Menor a 59200 y mayor que 27300	Rango 5 (\$445548 a \$458443)
	Menor a 63500 y mayor que 31550	Rango 4 (\$461556 a \$475902)
<b>P2Dd</b>	Menor a 64000 y mayor que 20100	Rango 6 (\$34229 a \$134420)
	No se asoció	Rango 2 (\$160548 a \$191165)
	Menor a 65900 y mayor que 36700	Rango 1 (\$259160 a \$270757)
	Menor a 55700 y mayor que 53600 Puede ser atípico	Rango 3 \$375902
	Menor a 53600 y mayor que 36700	Rango 7 (\$429506 a \$440945)
	Menor a 59950 y mayor que 24000	Rango 5 (\$445548 a \$458443)
	Menor a 62100 y mayor que 28200	Rango 4 (\$461556 a \$475902)

A partir de la tabla anterior, se puede observar como se asocia la variable clase (el precio de oferta) con cada una de las variables en estudio para la central térmica TERMOFLORES3.

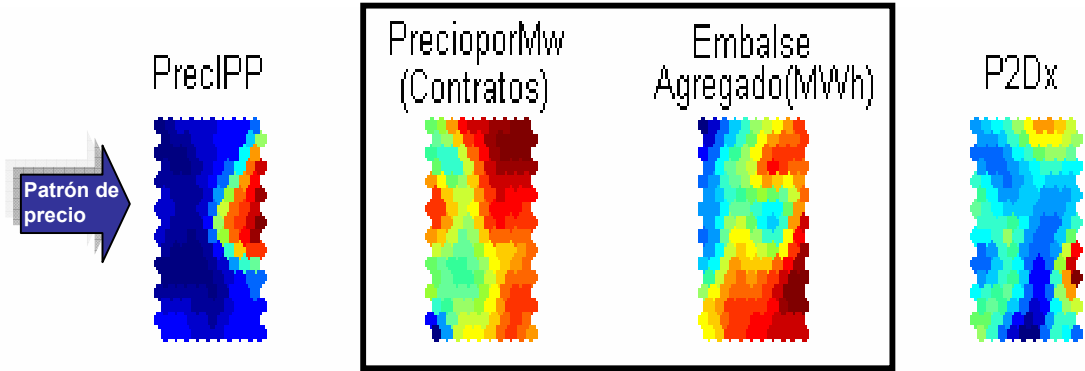
Aunque hay una clara dependencia entre el precio de oferta y las reconciliaciones positivas para un rango considerable de valores de oferta (entre 34.229 \$/MWh y 440.945 \$/MWh), hay otro en el que esta dependencia no es tan clara como lo reflejan los resultados detallados.

Se puede concluir entonces a partir de los resultados, que existe cierto patrón en los precios de oferta en relación con las reconciliaciones positivas, lo que puede estar asociado a restricciones de la red en el sector donde esta ubicada esta central, lo cual hace que esta planta deba ser despachada aunque su generación sea costosa.

7.2.10 Resultados para TERMOTASAJERO I

Resultados generales:

Figura 54. Resultados generales para TERMOTASAJERO I



Los mapas obtenidos para esta variable, no dejan en evidencia un grado alto de correlación con alguna de las variables en estudio, esto motivado de nuevo por la poca variación que muestran los precios de oferta de esta planta de generación.

Resultados detallados:

Figura 55. Resultados para Termotasajero (Contratos, Embalse Agregado).

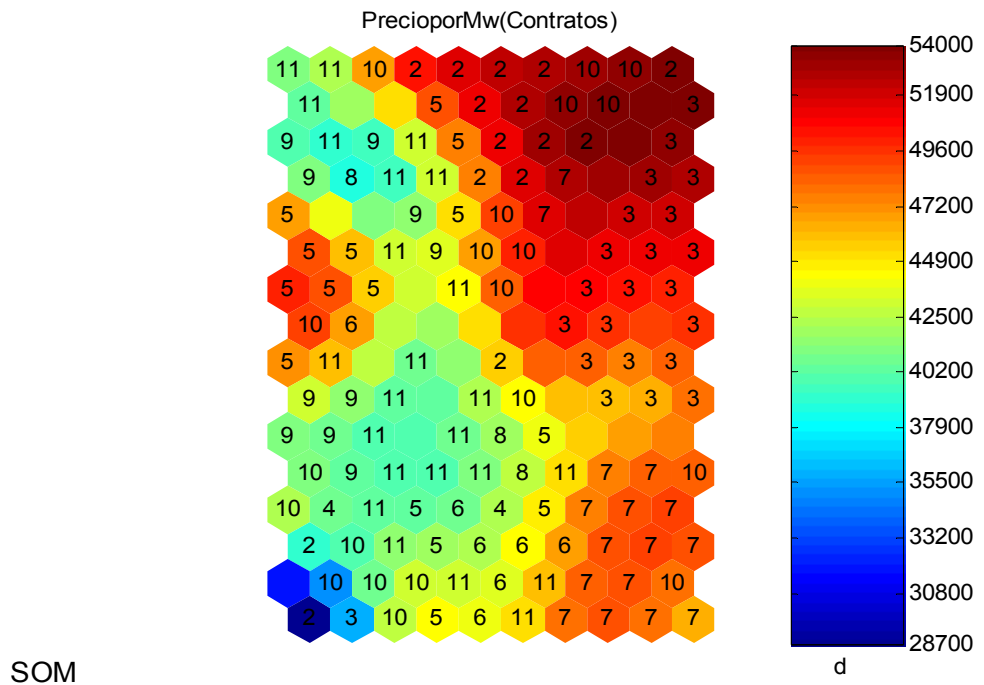
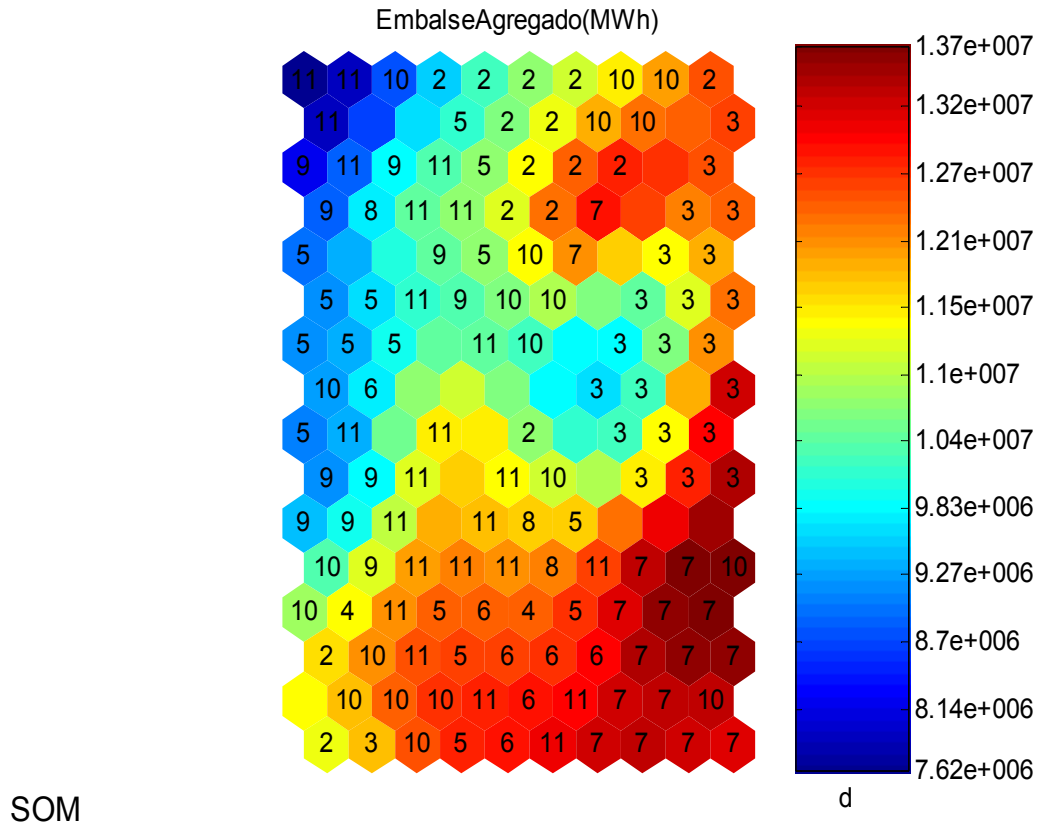


Figura 55. Resultados para Termotasajero (Contratos, Embalse Agregado) - Continuación.



Al integrar las etiquetas en los mapas de las variables consideradas más relevantes para TERMOTASAJERO I según el criterio mencionado (Contratos, Embalse Agregado) se obtienen las siguientes relaciones:

Tabla 34. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador TERMOTASAJERO I.

Variable	Valor que toma la variable	Rango de precios
<b>Contratos</b>	Menor a 42500 y mayor que 41350	Rango 4 (\$30082 a \$33890)
	Menor a 42500 y mayor que 40200	Rango 8 (\$35477 a \$40167)
	Menor a 43700 y mayor que 40200	Rango 9 (\$40581 a \$41890)
	Menor a 46050 y mayor que 40200	Rango 11 (\$42103 a \$43813)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>Contratos</b>	Menor a 44900 y mayor que 41350	Rango 6 (\$43880 a \$46080)
	Menor a 50750 y mayor que 41350	Rango 5 (\$46267 a \$49691)
	Menor a 54000 y mayor que 28700	Rango 2 (\$50038 a \$55859)
	Menor a 54000 y mayor que 34350	Rango 10 (\$56225 a \$62226)
	Menor a 51900 y mayor que 46050	Rango 7 (\$62697 a \$74315)
	No se asoció	Rango 1 \$92423
	Menor a 54000 y mayor que 35500	Rango 3 (\$135487 a \$194406)
<b>Embalse Agregado MWh (millones de unidades)</b>	Menor a 12.4 y mayor que 11.25	Rango 4 (\$30082 a \$33890)
	Menor a 12.4 y mayor que 9.83	Rango 8 (\$35477 a \$40167)
	Menor a 11 y mayor que 8.14	Rango 9 (\$40581 a \$41890)
	Menor a 12.95 y mayor que 7.62	Rango 11 (\$42103 a \$43813)
	Menor a 12.95 y mayor que 9.83	Rango 6 (\$43880 a \$46080)
	Menor a 12.7 y mayor que 9	Rango 5 (\$46267 a \$49691)
	Menor a 12.95 y mayor que 9.83	Rango 2 (\$50038 a \$55859)
	Menor a 13.7 y mayor que 9	Rango 10 (\$56225 a \$62226)
	Menor a 13.7 y mayor que 12.95	Rango 7 (\$62697 a \$74315)
	No se asoció	Rango 1 \$92423
	Menor a 13.2 y mayor que 9.83	Rango 3 (\$135487 a \$194406)

A partir de la tabla anterior, se puede observar como se asocia la variable clase (el precio de oferta) con cada una de las variables en estudio para la central térmica TERMOTASAJERO I.

Para esta central de generación, no se puede establecer una clara dependencia entre las distintas variables consideradas en el análisis y el precio de oferta, situación atribuida en parte a la uniformidad de la distribución obtenida para el precio de oferta.

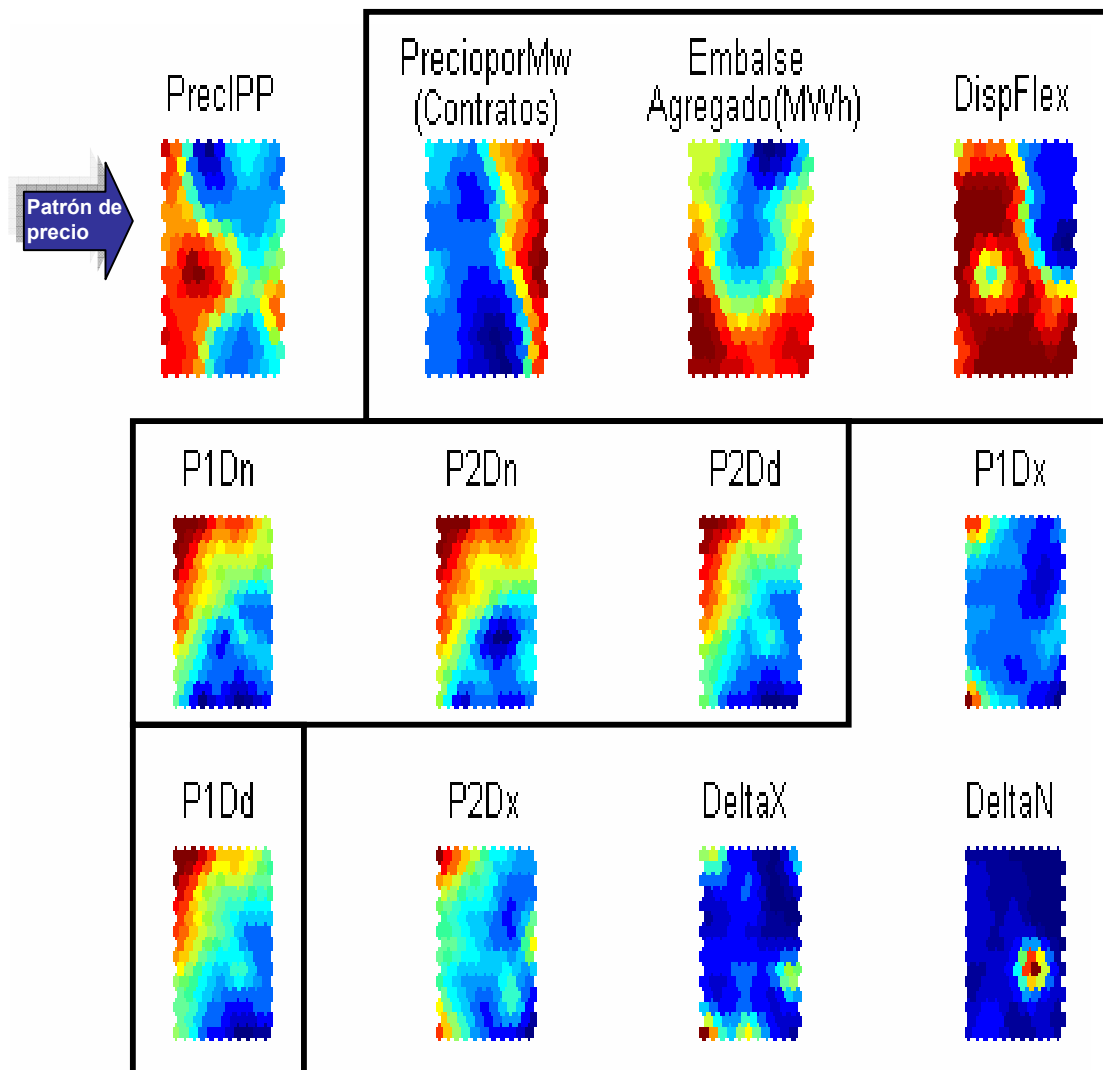
Como se había mencionado esta forma de distribución del precio de oferta, hace un poco más complejo el que se establezcan relaciones entre las distintas variables y la variable clase, porque esta última parece no responder a las variaciones de las demás.

Se puede concluir entonces a partir de los resultados, que TERMOTASAJERO I no posee un patrón de precio definido por las variables consideradas en el estudio realizado.

### 7.2.11 Resultados para TERMOSIERRA

Resultados generales:

Figura 56. Resultados generales para TERMOSIERRA



Los mapas obtenidos para esta variable, no dejan en evidencia un grado alto de correlación con alguna de las variables en estudio.

Resultados detallados:

Figura 57. Resultados para Termosierra (Contratos, Embalse Agregado, Disponibilidad flexible, P2Dd, PIDn, PIDd, P2Dn).

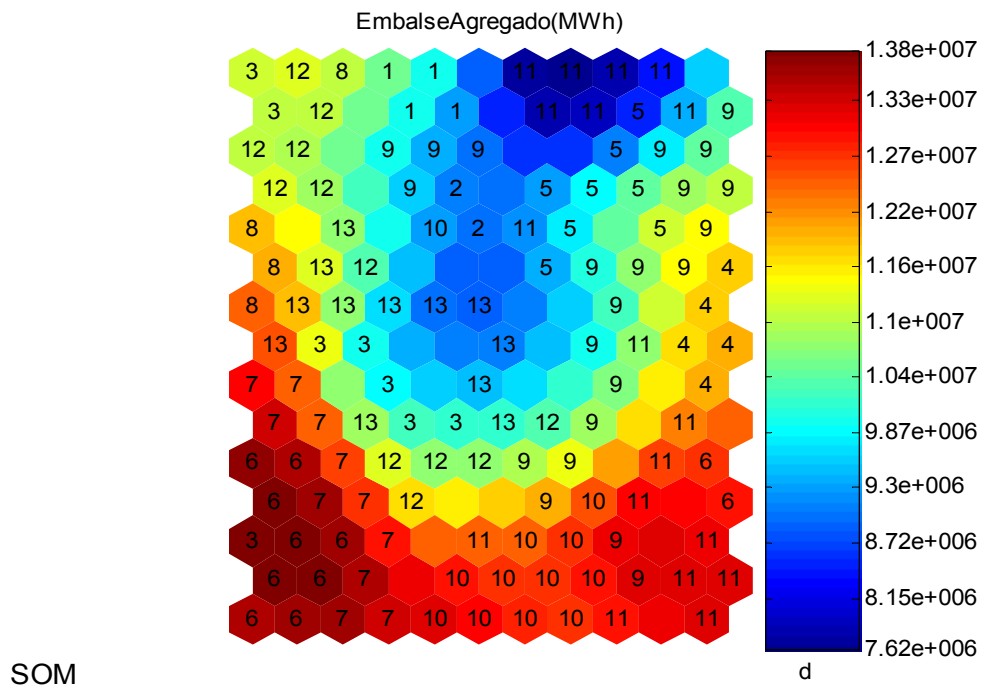
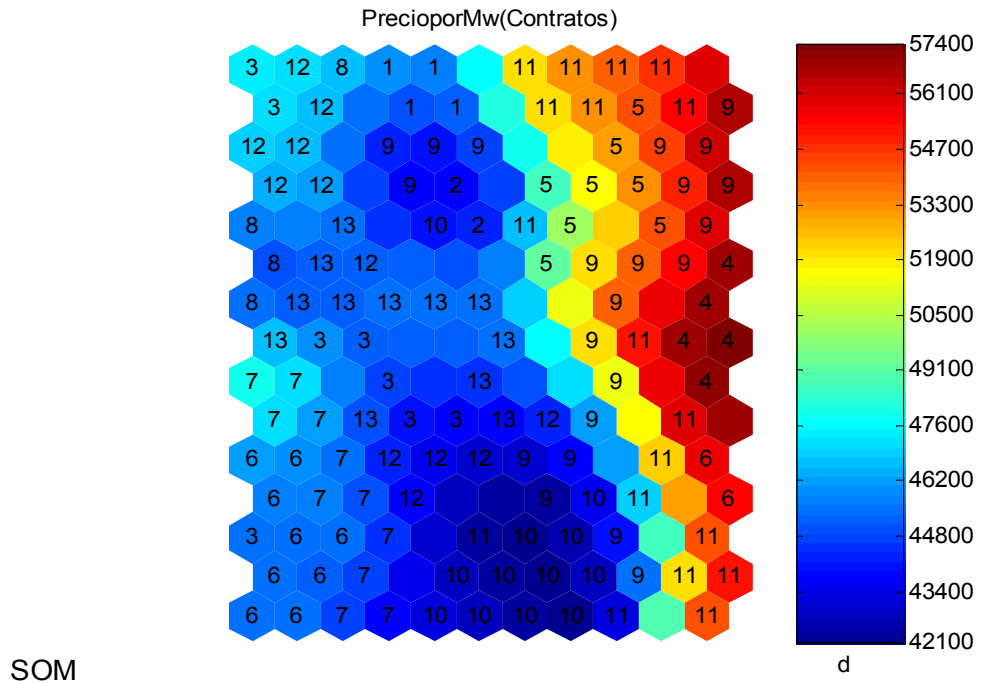




Figura 57. Resultados para Termosierra (Contratos, Embalse Agregado, Disponibilidad flexible, P2Dd, P1Dn, P1Dd, P2Dn) - Continuación.

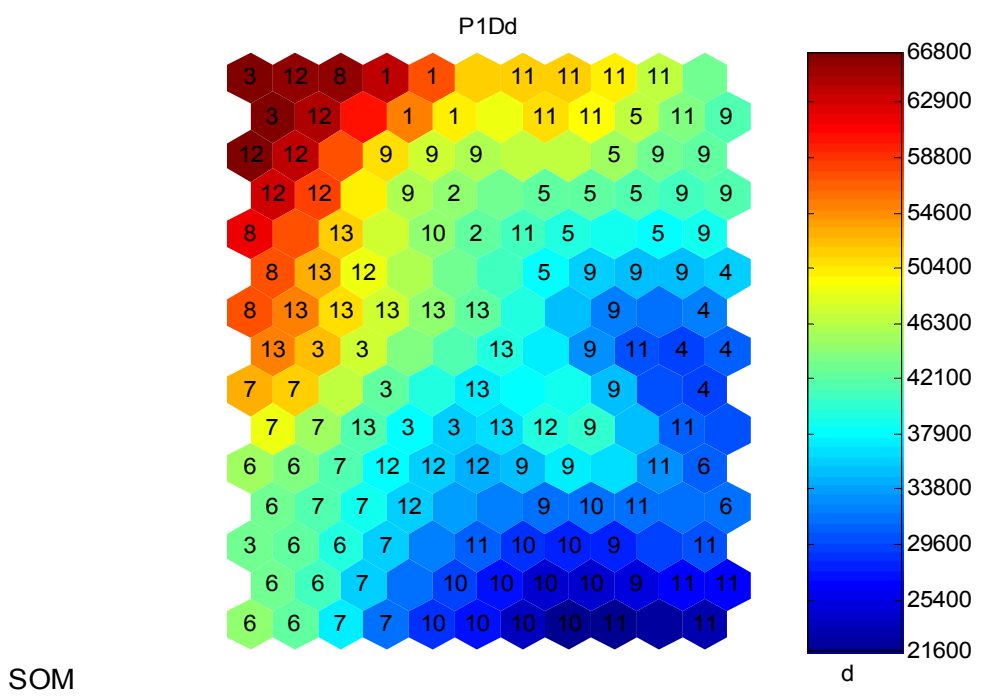
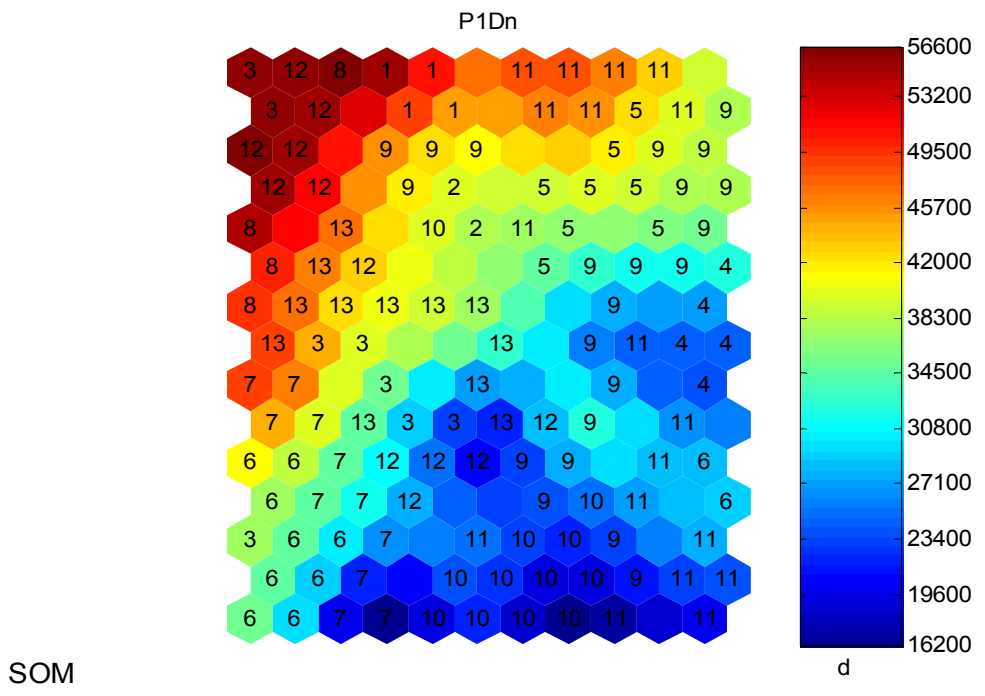
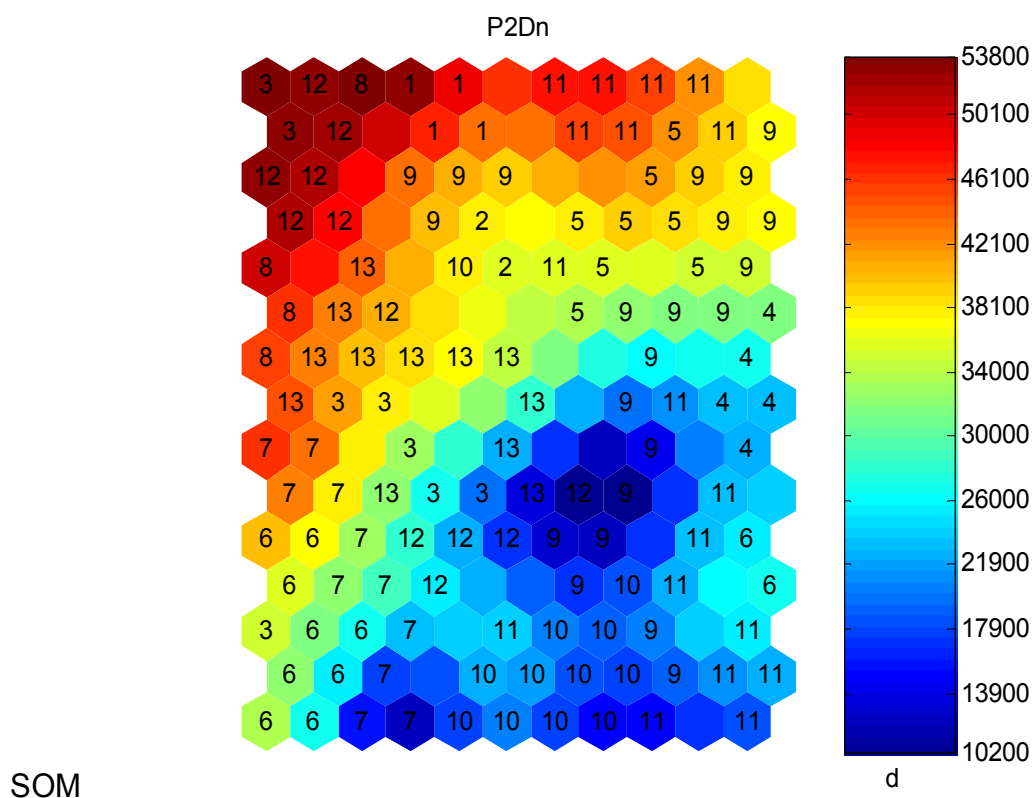


Figura 57. Resultados para Termosierra (Contratos, Embalse Agregado, Disponibilidad flexible, P2Dd, PIDn, PIDd, P2Dn) - Continuación.



SOM

Al integrar las etiquetas en los mapas de las variables consideradas más relevantes para TERMOSIERRA según el criterio mencionado (Contratos, Embalse Agregado, Disponibilidad flexible, P2Dd, PIDn, PIDd, P2Dn) se obtienen las siguientes relaciones:

Tabla 35. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador TERMOSIERRA

Variable	Valor que toma la variable	Rango de precios
<b>Contratos</b>	Menor a 46200 y mayor que 44800	Rango 1 (\$25039 a \$65358)
	Menor a 44100 y mayor que 43400	Rango 2 (\$125779 a \$133234)
	Menor a 56100 y mayor que 42750	Rango 9 (\$145583 a \$153521)
	Menor a 44100 y mayor que 42100	Rango 10 (\$155459 a \$172709)
	Menor a 54700 y mayor que 49100	Rango 5 (\$181088 a \$186218)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>Contratos</b>	Menor a 55400 y mayor que 42750	Rango 11 (\$203283 a \$223577)
	Menor a 57400 y mayor que 56750	Rango 4 (\$254998 a \$264190)
	Menor a 46900 y mayor que 44800	Rango 8 (\$312267 a \$316963)
	Menor a 46900 y mayor que 44100	Rango 13 (\$319536 a \$328980)
	Menor a 47600 y mayor que 43400	Rango 12 (\$332202 a \$338168)
	Menor a 49100 y mayor que 44100	Rango 7 (\$343522 a \$353766)
	Menor a 55400 y mayor que 45500	Rango 6 (\$357717 a \$388401)
	Menor a 47600 y mayor que 44100	Rango 3 (\$450578 a \$471966)
<b>Embalse Agregado MWh (millones de unidades)</b>	Menor a 10.7 y mayor que 9.3	Rango 1 (\$25039 a \$65358)
	Menor a 9.3 y mayor que 9.01	Rango 2 (\$125779 a \$133234)
	Menor a 13 y mayor que 9.01	Rango 9 (\$145583 a \$153521)
	Menor a 13 y mayor que 9.3	Rango 10 (\$155459 a \$172709)
	Menor a 11 y mayor que 8.72	Rango 5 (\$181088 a \$186218)
	Menor a 13 y mayor que 7.62	Rango 11 (\$203283 a \$223577)
	Menor a 12.2 y mayor que 11.6	Rango 4 (\$254998 a \$264190)
	Menor a 12.7 y mayor que 10.7	Rango 8 (\$312267 a \$316963)
	Menor a 12.7 y mayor que 9.01	Rango 13 (\$319536 a \$328980)
	Menor a 11.6 y mayor que 10.4	Rango 12 (\$332202 a \$338168)
	Menor a 13.3 y mayor que 10.7	Rango 7 (\$343522 a \$353766)
	Menor a 13.8 y mayor que 13	Rango 6 (\$357717 a \$388401)
	Menor a 13.8 y mayor que 9.87	Rango 3 (\$450578 a \$471966)
<b>Disponibilidad flexible</b>	Menor a 426 y mayor que 409	Rango 1 (\$25039 a \$65358)
	Menor a 443 y mayor que 426	Rango 2 (\$125779 a \$133234)
	Menor a 443 y mayor que 269	Rango 9 (\$145583 a \$153521)
	Menor a 451 y mayor que 426	Rango 10 (\$155459 a \$172709)
	Menor a 329 y mayor que 277	Rango 5 (\$181088 a \$186218)
	Menor a 451 y mayor que 286	Rango 11 (\$203283 a \$223577)
	Menor a 312 y mayor que 261	Rango 4 (\$254998 a \$264190)
	Menor a 451 y mayor que 443	Rango 8 (\$312267 a \$316963)
	Menor a 451 y mayor que 364	Rango 13 (\$319536 a \$328980)
	Menor a 451 y mayor que 400	Rango 12 (\$332202 a \$338168)
	Menor a 451 y mayor que 426	Rango 7 (\$343522 a \$353766)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
	Menor a 451 y mayor que 426	Rango 6 (\$357717 a \$388401)
	Menor a 417 y mayor que 347	Rango 3 (\$450578 a \$471966)
<b>P2Dd</b>	Menor a 60600 y mayor que 48400	Rango 1 (\$25039 a \$65358)
	Menor a 44300 y mayor que 42250	Rango 2 (\$125779 a \$133234)
	Menor a 48400 y mayor que 23900	Rango 9 (\$145583 a \$153521)
	Menor a 42250 y mayor que 20200	Rango 10 (\$155459 a \$172709)
	Menor a 44300 y mayor que 40200	Rango 5 (\$181088 a \$186218)
	Menor a 52500 y mayor que 20200	Rango 11 (\$203283 a \$223577)
	Menor a 36200 y mayor que 28000	Rango 4 (\$254998 a \$264190)
	Menor a 62450 y mayor que 56500	Rango 8 (\$312267 a \$316963)
	Menor a 54500 y mayor que 32100	Rango 13 (\$319536 a \$328980)
	Menor a 64300 y mayor que 30050	Rango 12 (\$332202 a \$338168)
	Menor a 52500 y mayor que 25950	Rango 7 (\$343522 a \$353766)
	Menor a 44300 y mayor que 30050	Rango 6 (\$357717 a \$388401)
	Menor a 64300 y mayor que 32100	Rango 3 (\$450578 a \$471966)
<b>PIDn</b>	Menor a 54900 y mayor que 45700	Rango 1 (\$25039 a \$65358)
	Menor a 40150 y mayor que 38300	Rango 2 (\$125779 a \$133234)
	Menor a 45700 y mayor que 21500	Rango 9 (\$145583 a \$153521)
	Menor a 40150 y mayor que 16200	Rango 10 (\$155459 a \$172709)
	Menor a 47550 y mayor que 36400	Rango 5 (\$181088 a \$186218)
	Menor a 49500 y mayor que 17900	Rango 11 (\$203283 a \$223577)
	Menor a 34500 y mayor que 23400	Rango 4 (\$254998 a \$264190)
	Menor a 56600 y mayor que 51350	Rango 8 (\$312267 a \$316963)
	Menor a 47550 y mayor que 21500	Rango 13 (\$319536 a \$328980)
	Menor a 56600 y mayor que 19600	Rango 12 (\$332202 a \$338168)
	Menor a 49500 y mayor que 16200	Rango 7 (\$343522 a \$353766)
	Menor a 42000 y mayor que 28950	Rango 6 (\$357717 a \$388401)
Menor a 54900 y mayor que 23400	Rango 3 (\$450578 a \$471966)	
<b>PIDd</b>	Menor a 62900 y mayor que 50400	Rango 1 (\$25039 a \$65358)
	Menor a 44200 y mayor que 42100	Rango 2 (\$125779 a \$133234)
	Menor a 52500 y mayor que 25400	Rango 9 (\$145583 a \$153521)
	Menor a 44200 y mayor que 21600	Rango 10 (\$155459 a \$172709)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>PIDd</b>	Menor a 46300 y mayor que 37900	Rango 5 (\$181088 a \$186218)
	Menor a 52500 y mayor que 21600	Rango 11 (\$203283 a \$223577)
	Menor a 37900 y mayor que 29600	Rango 4 (\$254998 a \$264190)
	Menor a 64850 y mayor que 58800	Rango 8 (\$312267 a \$316963)
	Menor a 56700 y mayor que 37900	Rango 13 (\$319536 a \$328980)
	Menor a 66800 y mayor que 33800	Rango 12 (\$332202 a \$338168)
	Menor a 54600 y mayor que 31700	Rango 7 (\$343522 a \$353766)
	Menor a 44200 y mayor que 31700	Rango 6 (\$357717 a \$388401)
	Menor a 66800 y mayor que 37900	Rango 3 (\$450578 a \$471966)
<b>P2Dn</b>	Menor a 51950 y mayor que 44100	Rango 1 (\$25039 a \$65358)
	Menor a 38100 y mayor que 36050	Rango 2 (\$125779 a \$133234)
	Menor a 44100 y mayor que 10200	Rango 9 (\$145583 a \$153521)
	Menor a 38100 y mayor que 15900	Rango 10 (\$155459 a \$172709)
	Menor a 42100 y mayor que 34000	Rango 5 (\$181088 a \$186218)
	Menor a 48100 y mayor que 15900	Rango 11 (\$203283 a \$223577)
	Menor a 32000 y mayor que 21900	Rango 4 (\$254998 a \$264190)
	Menor a 53800 y mayor que 46100	Rango 8 (\$312267 a \$316963)
	Menor a 44100 y mayor que 13900	Rango 13 (\$319536 a \$328980)
	Menor a 53800 y mayor que 10200	Rango 12 (\$332202 a \$338168)
	Menor a 48100 y mayor que 10200	Rango 7 (\$343522 a \$353766)
	Menor a 40100 y mayor que 26000	Rango 6 (\$357717 a \$388401)
	Menor a 53800 y mayor que 19900	Rango 3 (\$450578 a \$471966)

A partir de la tabla anterior, se puede observar como se asocia la variable clase (el precio de oferta) con cada una de las variables en estudio para la central térmica TERMOSIERRA.

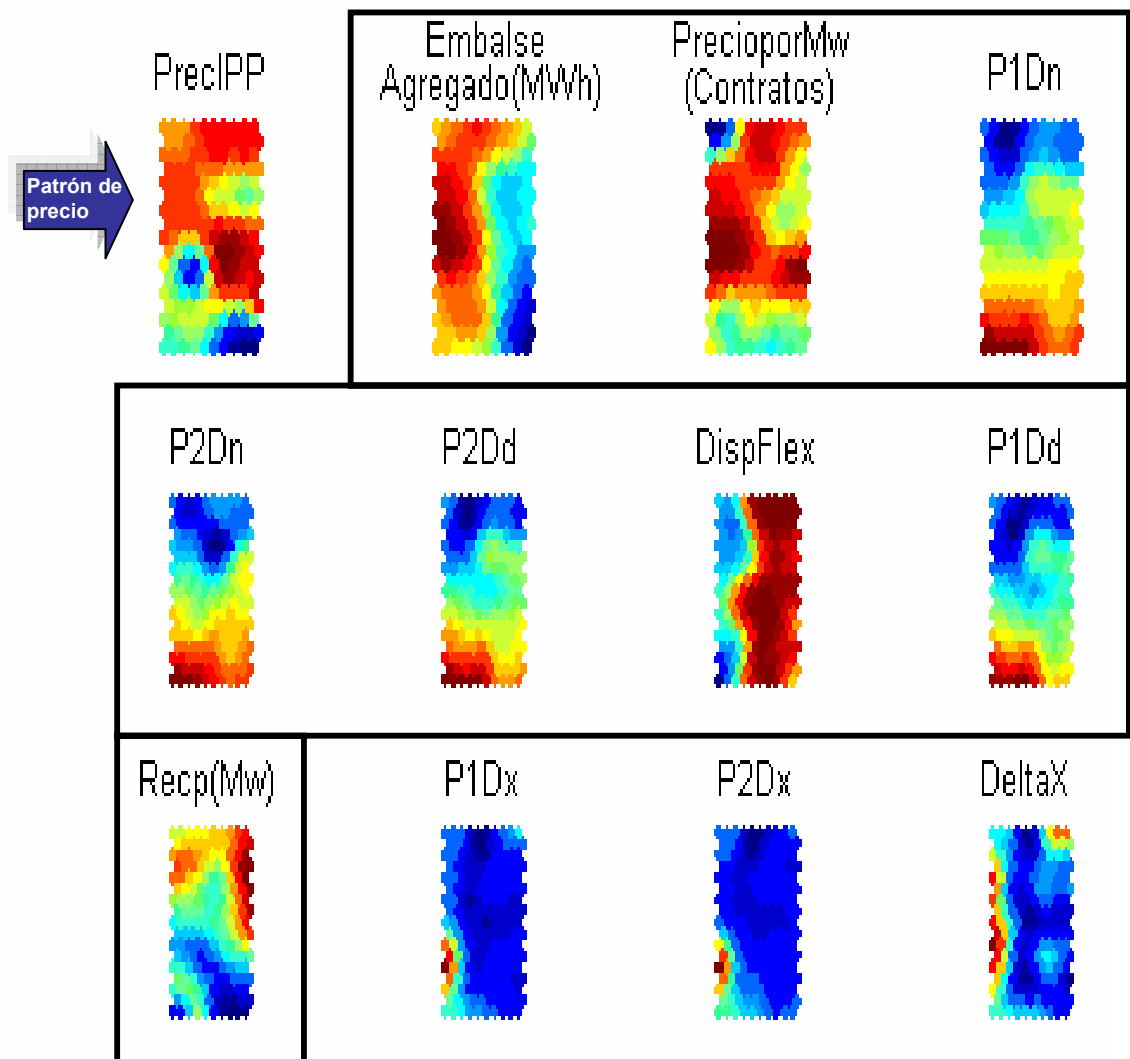
Para esta central de generación, no se puede establecer una clara dependencia entre las distintas variables consideradas en el análisis y el precio de oferta.

Se puede concluir entonces a partir de los resultados, que TERMOSIERRA no posee un patrón de precio definido por las variables consideradas en el estudio realizado.

### 7.2.12 Resultados para TEBSA

Resultados generales:

Figura 58. Resultados generales para TEBSA



Se observa un cierto grado de correlación entre P1Dn, P2Dd, P1Dd, P2Dn y el precio de oferta, por la distribución de los mapas de estas variables a lo largo del plano.

Resultados detallados:

Figura 59. Resultados para Tebsa (Contratos, Embalse Agregado, Reconciliaciones Positivas, PIDn, P2Dd, PIDd, P2Dn, Disponibilidad flexible).

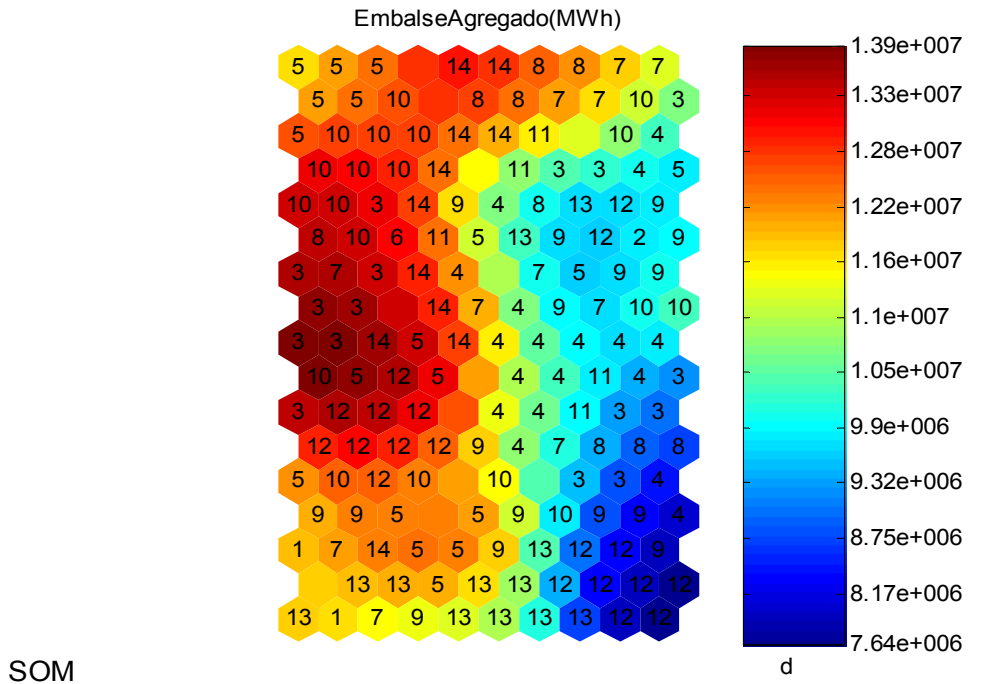
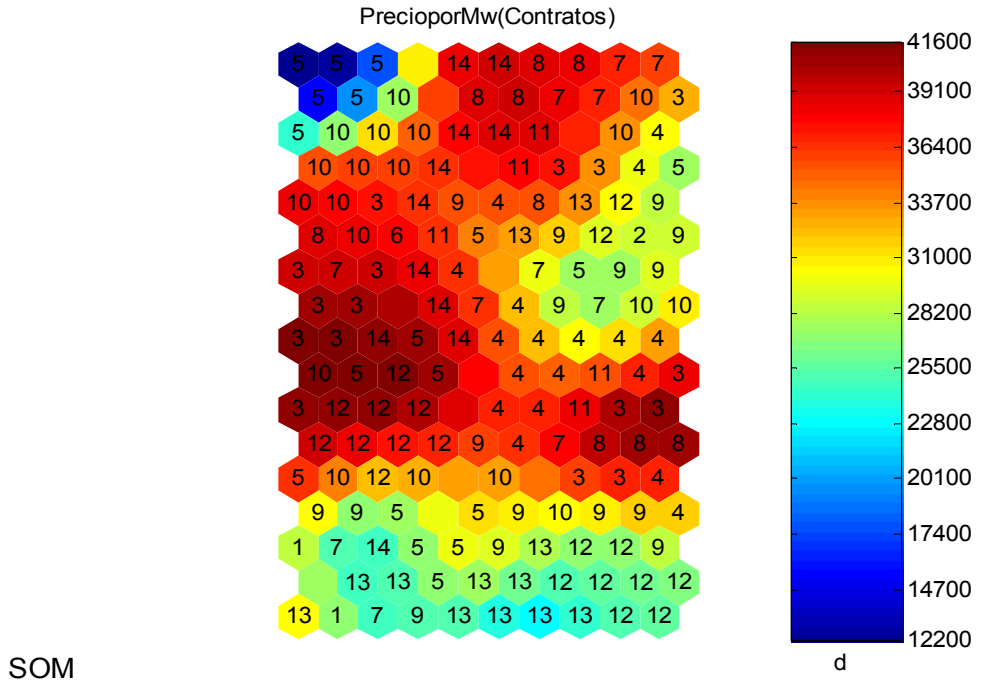


Figura 59. Resultados para Tebsa (Contratos, Embalse Agregado, Reconciliaciones Positivas, P1Dn, P2Dd, P1Dd, P2Dn, Disponibilidad flexible) – Continuación.

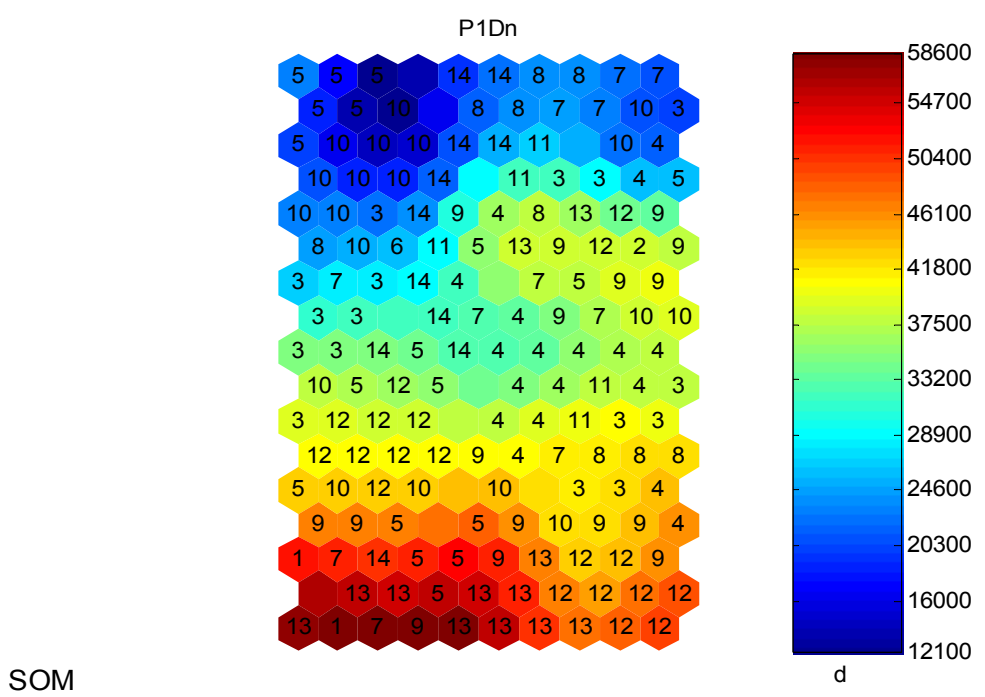
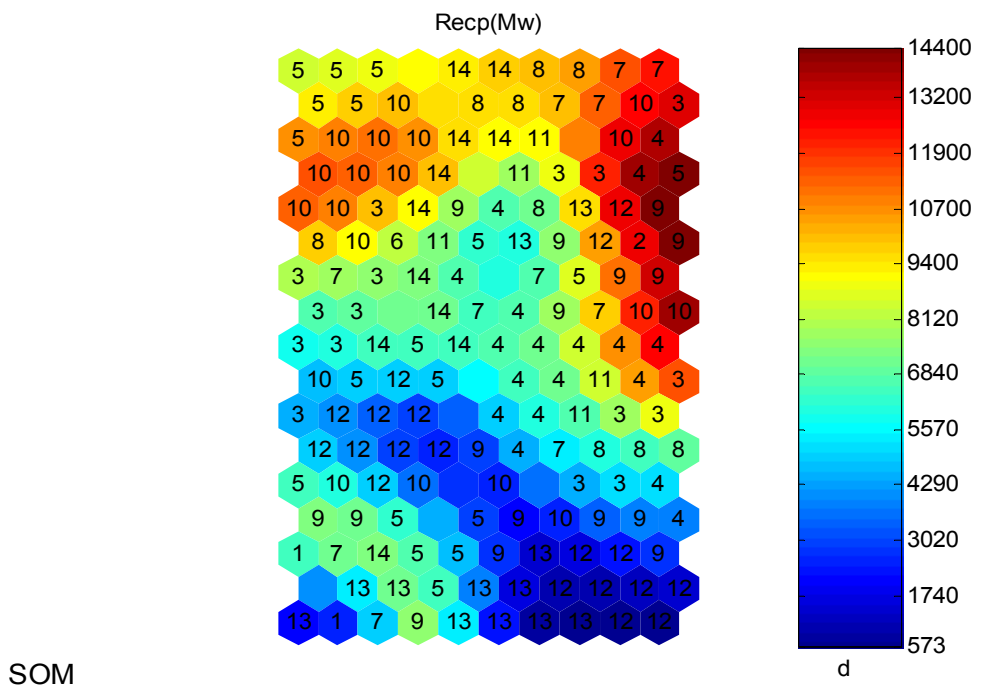
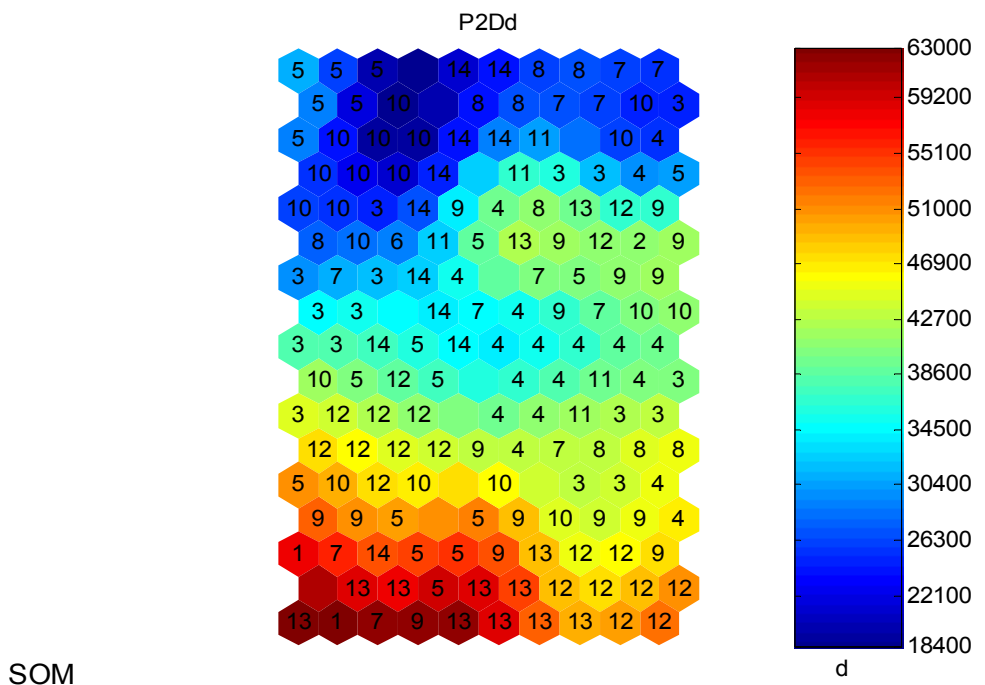
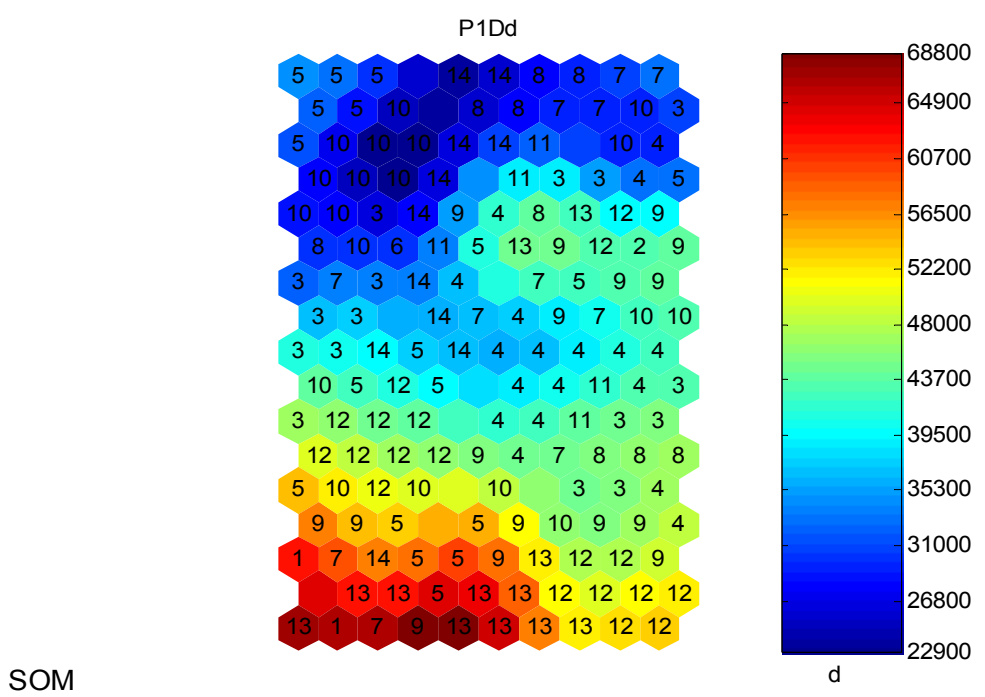


Figura 59. Resultados para Tebsa (Contratos, Embalse Agregado, Reconciliaciones Positivas, P1Dn, P2Dd, P1Dd, P2Dn, Disponibilidad flexible) – Continuación.

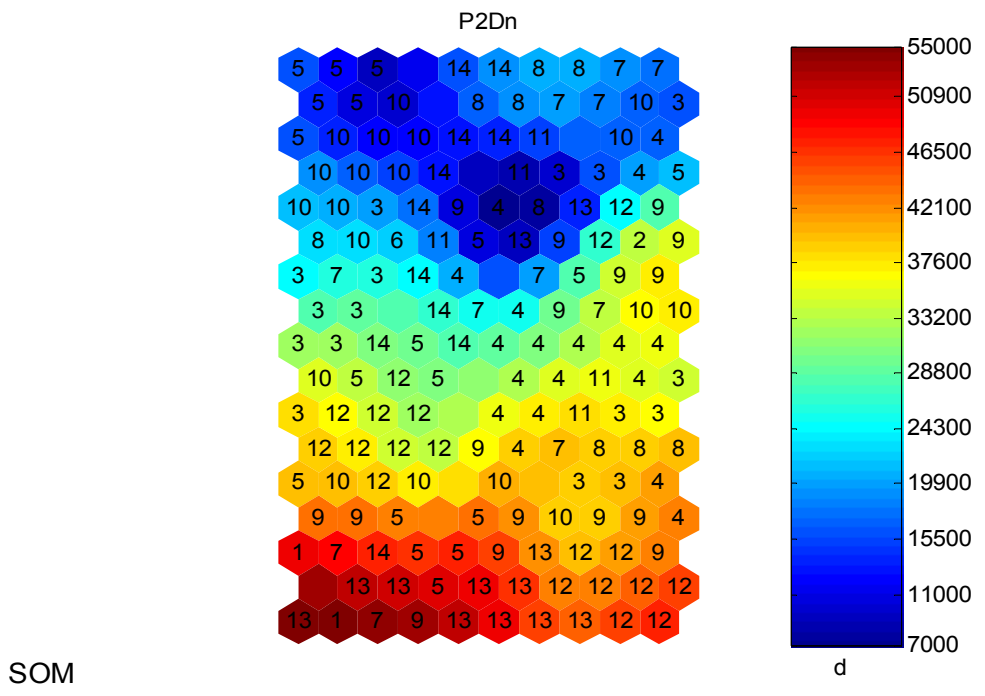


SOM

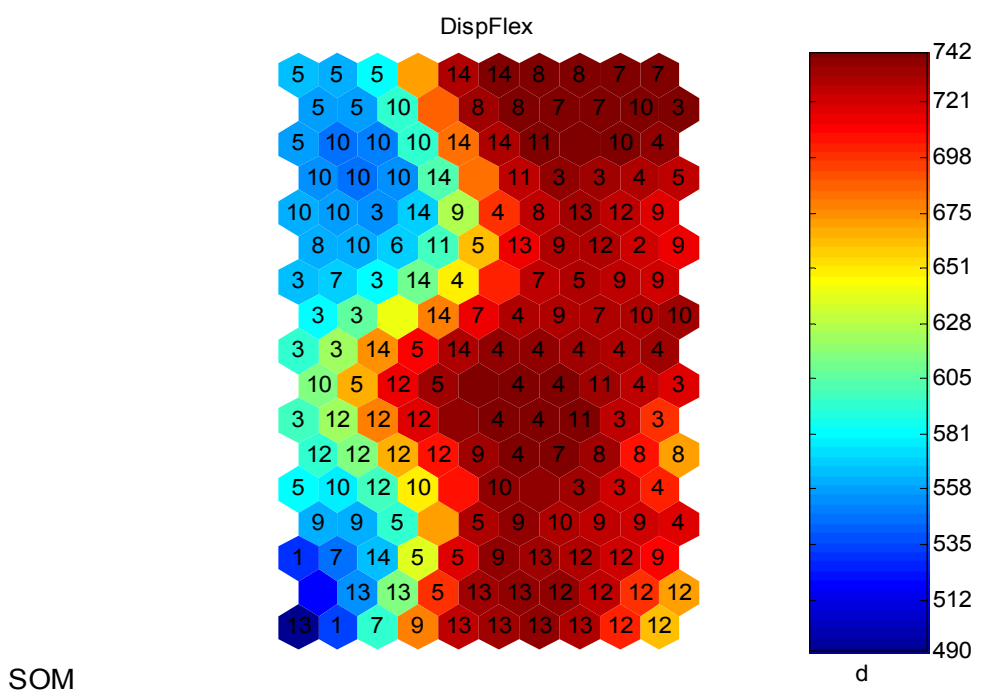


SOM

Figura 59. Resultados para Tebsa (Contratos, Embalse Agregado, Reconciliaciones Positivas, PIDn, P2Dd, P1Dd, P2Dn, Disponibilidad flexible) – Continuación.



SOM



SOM

Al integrar las etiquetas en los mapas de las variables consideradas más relevantes para TEBSA según el criterio mencionado (Contratos, Embalse Agregado, Reconciliaciones Positivas, PIDn, P2Dd, P1Dd, P2Dn, Disponibilidad flexible) se obtienen las siguientes relaciones:

Tabla 36. Valores asociados a cada etiqueta de las variables consideradas más relevantes para el generador TEBSA.

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>Contratos</b>	Menor a 31000 y mayor que 29600 Puede ser atípico	Rango 2 (\$15686 a \$18817)
	Menor a 41600 y mayor que 25500	Rango 12 (\$31161 a \$40485)
	Menor a 33700 y mayor que 22800	Rango 13 (\$41575 a \$57604)
	Menor a 28200 y mayor que 26850	Rango 1 (\$62254 a \$67674)
	Menor a 36400 y mayor que 25500	Rango 9 (\$70552 a \$84053)
	Menor a 41600 y mayor que 12200	Rango 5 (\$85529 a \$92957)
	Menor a 41600 y mayor que 26850	Rango 10 (\$94202 a \$97692)
	Menor a 41600 y mayor que 32350	Rango 3 (\$98330 a \$99820)
	Menor a 39100 y mayor que 35050	Rango 11 (\$100575 a \$102200)
	Menor a 41600 y mayor que 25500	Rango 14 (\$102455 a \$102880)
	Menor a 41600 y mayor que 35050	Rango 8 (\$103121 a \$103423)
	Menor a 39100 y mayor que 25500	Rango 7 (\$103777 a \$104611)
	Menor a 37750 y mayor que 36400 Puede ser atípico	Rango 6 (\$105382 a \$106940)
	Menor a 37750 y mayor que 29600	Rango 4 (\$110842 a \$154203)
<b>Embalse Agregado MWh (millones de unidades)</b>	Menor a 9.9 y mayor que 9.32 Puede ser atípico	Rango 2 (\$15686 a \$18817)
	Menor a 13.6 y mayor que 7.64	Rango 12 (\$31161 a \$40485)
	Menor a 11.9 y mayor que 8.75	Rango 13 (\$41575 a \$57604)
	Menor a 11.9 y mayor que 11.6	Rango 1 (\$62254 a \$67674)
	Menor a 12.5 y mayor que 8.17	Rango 9 (\$70552 a \$84053)
	Menor a 13.9 y mayor que 9.9	Rango 5 (\$85529 a \$92957)
	Menor a 13.9 y mayor que 9.9	Rango 10 (\$94202 a \$97692)
	Menor a 13.9 y mayor que 8.75	Rango 3 (\$98330 a \$99820)
Menor a 12.5 y mayor que 9.9	Rango 11 (\$100575 a \$102200)	

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>Embalse Agregado MWh (millones de unidades)</b>	Menor a 13.9 y mayor que 11.9	Rango 14 (\$102455 a \$102880)
	Menor a 13.3 y mayor que 8.75	Rango 8 (\$103121 a \$103423)
	Menor a 13.3 y mayor que 9.9	Rango 7 (\$103777 a \$104611)
	Menor a 13.05 y mayor que 12.8 Puede ser atípico	Rango 6 (\$105382 a \$106940)
	Menor a 12.2 y mayor que 8.17	Rango 4 (\$110842 a \$154203)
<b>Reconciliaciones positivas</b>	Menor a 12550 y mayor que 11900 Puede ser atípico	Rango 2 (\$15686 a \$18817)
	Menor a 12550 y mayor que 573	Rango 12 (\$31161 a \$40485)
	Menor a 10050 y mayor que 573	Rango 13 (\$41575 a \$57604)
	Menor a 6840 y mayor que 3020	Rango 1 (\$62254 a \$67674)
	Menor a 14400 y mayor que 2380	Rango 9 (\$70552 a \$84053)
	Menor a 14400 y mayor que 3020	Rango 5 (\$85529 a \$92957)
	Menor a 14400 y mayor que 2380	Rango 10 (\$94202 a \$97692)
	Menor a 13200 y mayor que 4290	Rango 3 (\$98330 a \$99820)
	Menor a 9400 y mayor que 6840	Rango 11 (\$100575 a \$102200)
	Menor a 10050 y mayor que 6840	Rango 14 (\$102455 a \$102880)
	Menor a 10700 y mayor que 6840	Rango 8 (\$103121 a \$103423)
	Menor a 12550 y mayor que 5570	Rango 7 (\$103777 a \$104611)
	Menor a 8760 y mayor que 8120 Puede ser atípico	Rango 6 (\$105382 a \$106940)
Menor a 14400 y mayor que 3655	Rango 4 (\$110842 a \$154203)	
<b>PIDn</b>	Menor a 41800 y mayor que 39650 Puede ser atípico	Rango 2 (\$15686 a \$18817)
	Menor a 48250 y mayor que 35350	Rango 12 (\$31161 a \$40485)
	Menor a 58600 y mayor que 37500	Rango 13 (\$41575 a \$57604)
	Menor a 58600 y mayor que 52550	Rango 1 (\$62254 a \$67674)
	Menor a 58600 y mayor que 28900	Rango 9 (\$70552 a \$84053)
	Menor a 54700 y mayor que 12100	Rango 5 (\$85529 a \$92957)
	Menor a 43950 y mayor que 12100	Rango 10 (\$94202 a \$97692)
	Menor a 41800 y mayor que 20300	Rango 3 (\$98330 a \$99820)
	Menor a 39650 y mayor que 28900	Rango 11 (\$100575 a \$102200)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>PIDn</b>	Menor a 33200 y mayor que 20300	Rango 14 (\$102455 a \$102880)
	Menor a 43950 y mayor que 22450	Rango 8 (\$103121 a \$103423)
	Menor a 58600 y mayor que 22450	Rango 7 (\$103777 a \$104611)
	Menor a 28900 y mayor que 24600 Puede ser atípico	Rango 6 (\$105382 a \$106940)
	Menor a 46100 y mayor que 22450	Rango 4 (\$110842 a \$154203)
<b>P2Dd</b>	Menor a 42700 y mayor que 40650 Puede ser atípico	Rango 2 (\$15686 a \$18817)
	Menor a 53050 y mayor que 38600	Rango 12 (\$31161 a \$40485)
	Menor a 63000 y mayor que 38600	Rango 13 (\$41575 a \$57604)
	Menor a 63000 y mayor que 57150	Rango 1 (\$62254 a \$67674)
	Menor a 63000 y mayor que 34500	Rango 9 (\$70552 a \$84053)
	Menor a 59200 y mayor que 20250	Rango 5 (\$85529 a \$92957)
	Menor a 48950 y mayor que 18400	Rango 10 (\$94202 a \$97692)
	Menor a 42700 y mayor que 24200	Rango 3 (\$98330 a \$99820)
	Menor a 42700 y mayor que 30400	Rango 11 (\$100575 a \$102200)
	Menor a 38600 y mayor que 22100	Rango 14 (\$102455 a \$102880)
	Menor a 44800 y mayor que 24200	Rango 8 (\$103121 a \$103423)
	Menor a 63000 y mayor que 26300	Rango 7 (\$103777 a \$104611)
	Menor a 30400 y mayor que 28350 Puede ser atípico	Rango 6 (\$105382 a \$106940)
	Menor a 46900 y mayor que 26300	Rango 4 (\$110842 a \$154203)
<b>PIDd</b>	Menor a 45850 y mayor que 43700 Puede ser atípico	Rango 2 (\$15686 a \$18817)
	Menor a 54350 y mayor que 39500	Rango 12 (\$31161 a \$40485)
	Menor a 68800 y mayor que 43700	Rango 13 (\$41575 a \$57604)
	Menor a 66850 y mayor que 62800	Rango 1 (\$62254 a \$67674)
	Menor a 68800 y mayor que 35300	Rango 9 (\$70552 a \$84053)
	Menor a 64900 y mayor que 28900	Rango 5 (\$85529 a \$92957)
	Menor a 52200 y mayor que 22900	Rango 10 (\$94202 a \$97692)
	Menor a 45850 y mayor que 26800	Rango 3 (\$98330 a \$99820)
	Menor a 43700 y mayor que 33150	Rango 11 (\$100575 a \$102200)

<b>Variable</b>	<b>Valor que toma la variable</b>	<b>Rango de precios</b>
<b>PIDd</b>	Menor a 56500 y mayor que 24850	Rango 14 (\$102455 a \$102880)
	Menor a 48000 y mayor que 26800	Rango 8 (\$103121 a \$103423)
	Menor a 66850 y mayor que 28900	Rango 7 (\$103777 a \$104611)
	Menor a 31000 y mayor que 28900 Puede ser atípico	Rango 6 (\$105382 a \$106940)
	Menor a 48000 y mayor que 28900	Rango 4 (\$110842 a \$154203)
<b>P2Dn</b>	Menor a 37600 y mayor que 35400 Puede ser atípico	Rango 2 (\$15686 a \$18817)
	Menor a 48700 y mayor que 24300	Rango 12 (\$31161 a \$40485)
	Menor a 55000 y mayor que 9000	Rango 13 (\$41575 a \$57604)
	Menor a 55000 y mayor que 48700	Rango 1 (\$62254 a \$67674)
	Menor a 55000 y mayor que 11000	Rango 9 (\$70552 a \$84053)
	Menor a 50900 y mayor que 9000	Rango 5 (\$85529 a \$92957)
	Menor a 39850 y mayor que 11000	Rango 10 (\$94202 a \$97692)
	Menor a 39850 y mayor que 11000	Rango 3 (\$98330 a \$99820)
	Menor a 37600 y mayor que 9000	Rango 11 (\$100575 a \$102200)
	Menor a 48700 y mayor que 13250	Rango 14 (\$102455 a \$102880)
	Menor a 39850 y mayor que 17700	Rango 8 (\$103121 a \$103423)
	Menor a 55000 y mayor que 17700	Rango 7 (\$103777 a \$104611)
	Menor a 24300 y mayor que 19900 Puede ser atípico	Rango 6 (\$105382 a \$106940)
	Menor a 42100 y mayor que 7000	Rango 4 (\$110842 a \$154203)
<b>Disponibilidad flexible</b>	Menor a 721 y mayor que 710 Puede ser atípico	Rango 2 (\$15686 a \$18817)
	Menor a 742 y mayor que 605	Rango 12 (\$31161 a \$40485)
	Menor a 742 y mayor que 490	Rango 13 (\$41575 a \$57604)
	Menor a 535 y mayor que 524	Rango 1 (\$62254 a \$67674)
	Menor a 742 y mayor que 581	Rango 9 (\$70552 a \$84053)
	Menor a 742 y mayor que 558	Rango 5 (\$85529 a \$92957)
	Menor a 742 y mayor que 546	Rango 10 (\$94202 a \$97692)
	Menor a 742 y mayor que 558	Rango 3 (\$98330 a \$99820)
Menor a 742 y mayor que 605	Rango 11 (\$100575 a \$102200)	

Variable	Valor que toma la variable	Rango de precios
<b>Disponibilidad flexible</b>	Menor a 742 y mayor que 581	Rango 14 (\$102455 a \$102880)
	Menor a 742 y mayor que 581	Rango 8 (\$103121 a \$103423)
	Menor a 742 y mayor que 546	Rango 7 (\$103777 a \$104611)
	Menor a 581 y mayor que 558 Puede ser atípico	Rango 6 (\$105382 a \$106940)
	Menor a 742 y mayor que 651	Rango 4 (\$110842 a \$154203)

A partir de la tabla anterior, se puede observar como se asocia la variable clase (el precio de oferta) con cada una de las variables en estudio para la central térmica TEBSA.

Para esta central de generación, no se puede establecer una clara dependencia entre las distintas variables consideradas en el análisis y el precio de oferta usando los mapas auto-organizativos.

Obsérvese que para esta central se tienen dos rangos de valores con una marca de “puede ser atípico”, esta corresponde a las etiquetas 2 y 6, la razón para tal denominación es que estas etiquetas solo fueron asociadas a una de las unidades del mapa, mostrando de esta forma un grado bajo de asociación con las variables en estudio.

Se puede concluir entonces a partir de los resultados, que TEBSA no posee un patrón de precio definido por las variables consideradas en el estudio realizado.

### 7.3 ANÁLISIS DE LA SENSIBILIDAD DEL PRECIO DE OFERTA FRENTE A LAS VARIABLES SELECCIONADAS

Para analizar la sensibilidad del precio de oferta de los generadores en estudio ante las diferentes variables consideradas, se recurrió a un método estadístico que ofreciera una medida de la dependencia de una cantidad con respecto a otra, para así determinar cual de las variables motiva en mayor medida las variaciones del precio de oferta.

La herramienta seleccionada para este análisis es conocida como la información mutua (*mutual information*), la cual es descrita en detalle en la sección 7.4.1.

#### 7.3.1 Información mutua

La información mutua se puede ver como una medida simétrica del grado de dependencia mutua de dos variables [26].

Matemáticamente la información mutua se puede definir de la siguiente forma:

Sean  $P(x_i)$  y  $P(c_i)$  las probabilidades de encontrar el punto “x” y el punto “c” dentro del conjunto de datos (probabilidad marginal),  $P(x_i, c_i)$  la probabilidad de encontrar a “x” y a “c” simultáneamente (probabilidad conjunta), y  $r_x$  y  $r_c$  el número de estados que x y c pueden tomar, entonces la información mutua viene dada por:

$$I_p(x; c) = \sum_{i=1}^{r_x} \sum_{i=1}^{r_c} P(x_i, c_i) \log \frac{P(x_i, c_i)}{P(x_i)P(c_i)}$$

Si existe una asociación clara entre x y c, entonces la probabilidad conjunta  $P(x, c)$  será mucho más grande que el producto de las probabilidades  $P(x)P(c)$ , y consecuentemente  $I(x, c)$  será mucho mayor que cero. Si no se tiene ninguna relación significativa entre x y c, entonces  $P(x, c) \approx P(x)P(c)$ , y por tanto,  $I(x, c) \approx 0$ .

Con lo anterior se puede decir que la información mutua se centra en la cantidad de incertidumbre que el conocimiento de una variable es capaz de despejar con respecto al estado en el que se encuentre la segunda [2].

Para el caso que atañe a esta tesis, la variable clase (c) como se había mencionado corresponde al precio de oferta, la otra variable corresponde a cada una de las analizadas dentro de esta tesis (demanda residual, embalses...etc.), y los diferentes estados considerados corresponden a la combinación de las condiciones climatológicas (Condición de invierno, verano y una condición intermedia) y las diferentes demandas consideradas (demanda mínima, máxima y mediana) obteniendo así nueve diferentes estados.

La información mutua es una herramienta adecuada para realizar el análisis de sensibilidad deseado, ya que por no contar con intervalos de valores claros dentro de los mapas de Kohonen para realizar las modificaciones en las variables que permitieran establecer el grado de sensibilidad y además por que en algunas ocasiones no es posible determinar un agrupamiento claro entre las variables, se requiere de un indicador que estime esta sensibilidad de forma aproximada por medio del grado de dependencia entre las variables que da la información mutua.

En la tabla 37, se presenta el análisis de sensibilidad del precio de oferta frente a las distintas variables estudiadas para la central hidroeléctrica de CHIVOR.

De los resultados del análisis de la información mutua, se puede inferir que la variable ante la cual posee la mayor sensibilidad el precio de oferta de CHIVOR, es PIDn, lo que es una señal de que el generador esta tratando de por lo menos ser marginal cuando se presenta la demanda mínima, para así teóricamente generar durante todo el día.

Esta era una situación esperada dado el tipo de generación y la gran capacidad de la central.

Tabla 37. Información mutua para Chivor

<b>Variable</b>	<b>Información mutua</b>	<b>Variación Relativa %</b>
<b>PIDn</b>	0.1387	0.0
<b>P2Dd</b>	0.1371	1.2
<b>Inflex (MW)</b>	0.1286	7.3
<b>Embalse Agregado (MW)</b>	0.1161	16.3
<b>P2Dn</b>	0.1135	18.2
<b>Dispo Flex</b>	0.0890	35.8
<b>PIDd</b>	0.0858	38.2
<b>Embalse esmeralda</b>	0.0836	39.8
<b>PrecioporMW(Contratos)</b>	0.0500	63.9
<b>P2Dx</b>	0.0426	69.3
<b>PIDx</b>	0.0338	75.6
<b>Recp(MW)</b>	0.0260	81.3
<b>DeltaD</b>	0.0224	83.9
<b>RecN(MW)</b>	0.0202	85.4
<b>DeltaX</b>	0.0177	87.2
<b>DeltaN</b>	0.0111	92.0

En la tabla 38, se presenta el análisis de sensibilidad del precio de oferta frente a las distintas variables estudiadas para la central hidroeléctrica ALBAN.

Tabla 38. Información mutua para Alban

<b>Variable</b>	<b>Información mutua</b>	<b>Variación Relativa %</b>
<b>PIDn</b>	0.1121	0.0
<b>P2Dd</b>	0.1077	4.0
<b>Inflex (MW)</b>	0.1058	5.6
<b>Embalse Agregado (MW)</b>	0.1051	6.3
<b>P2Dn</b>	0.0976	12.9
<b>Dispo Flex</b>	0.0965	14.0
<b>PIDd</b>	0.0939	16.2
<b>Embalse Anchicayá</b>	0.0761	32.1
<b>PrecioporMw(Contratos)</b>	0.0492	56.1
<b>P2Dx</b>	0.0327	70.8
<b>PIDx</b>	0.0235	79.0
<b>Recp(MW)</b>	0.0234	79.1
<b>DeltaD</b>	0.0137	87.8
<b>RecN(MW)</b>	0.0133	88.2
<b>DeltaX</b>	0.0131	88.3
<b>DeltaN</b>	0.0109	90.3

De los resultados del análisis de la información mutua, se puede inferir que la variable ante la cual posee la mayor sensibilidad el precio de oferta de ALBAN, es PIDn, lo que es una señal de que el generador esta tratando de por lo menos ser marginal cuando se presenta la demanda mínima, para así teóricamente generar durante todo el día.

Es de considerar que los análisis de sensibilidad de CHIVOR y de ALBAN reflejan un comportamiento similar de las variables con respecto al precio de oferta, a pesar de que son dos plantas de generación con una relación de capacidad de 2 a 1, lo que perfila a ALBAN como un potencial seguidor de CHIVOR.

En la tabla 39, se presenta el análisis de sensibilidad del precio de oferta frente a las distintas variables estudiadas para la central hidroeléctrica de BETANIA.

De los resultados del análisis de la información mutua, se puede inferir que la variable ante la cual posee la mayor sensibilidad el precio de oferta de BETANIA, es P2Dd, lo que es una señal de que el generador esta buscando en general, salir despachado con toda su capacidad cuando se presenta la demanda mediana.

Tabla 39. Información mutua para Betania

<b>Variable</b>	<b>Información mutua</b>	<b>Variación Relativa %</b>
<b>P2Dd</b>	0.1136	0.0
<b>PIDd</b>	0.10604	6.7
<b>PIDn</b>	0.10305	9.3
<b>P2Dn</b>	0.10241	9.9
<b>Embalse Agregado (MW)</b>	0.075419	33.6
<b>Inflex (MW)</b>	0.073469	35.3
<b>PrecioporMw(Contratos)</b>	0.073064	35.7
<b>Dispo Flex</b>	0.0705	37.9
<b>Embalse BETANIA</b>	0.056179	50.5
<b>RecN(MW)</b>	0.041602	63.4
<b>PIDx</b>	0.033666	70.4
<b>Recp(MW)</b>	0.024774	78.2
<b>DeltaX</b>	0.019552	82.8
<b>P2Dx</b>	0.016904	85.1
<b>DeltaN</b>	0.014219	87.5
<b>DeltaD</b>	0.012274	89.2

En la tabla 40, se presenta el análisis de sensibilidad del precio de oferta frente a las distintas variables estudiadas para la central hidroeléctrica de PORCE2.

Tabla 40. Información mutua para Porce2

<b>Variable</b>	<b>Información mutua</b>	<b>Variación Relativa %</b>
<b>PIDn</b>	0.15913	0.0
<b>P2Dd</b>	0.14507	8.8
<b>P2Dn</b>	0.14304	10.1
<b>PIDd</b>	0.14019	11.9
<b>Inflex (MW)</b>	0.1067	32.9
<b>Dispo Flex</b>	0.10465	34.2
<b>PrecioporMw(Contratos)</b>	0.096628	39.3
<b>Embalse Agregado (MW)</b>	0.092728	41.7
<b>Embalse Porcell</b>	0.055695	65.0
<b>P2Dx</b>	0.028588	82.0
<b>PIDx</b>	0.025151	84.2
<b>RecN(MW)</b>	0.018972	88.1
<b>DeltaX</b>	0.015777	90.1
<b>DeltaN</b>	0.012681	92.0
<b>DeltaD</b>	0.01223	92.3
<b>Recp(MW)</b>	0.011887	92.5

De los resultados del análisis de la información mutua, se puede inferir que la variable ante la cual posee la mayor sensibilidad el precio de oferta de PORCE2, es PIDn, lo que es una señal de que el generador esta tratando de por lo menos ser marginal cuando se presenta la demanda mínima, para así teóricamente generar durante todo el día.

En la tabla 41, se presenta el análisis de sensibilidad del precio de oferta frente a las distintas variables estudiadas para la central hidroeléctrica de GUAVIO.

De los resultados del análisis de la información mutua, se puede inferir que la variable ante la cual posee la mayor sensibilidad el precio de oferta de GUAVIO, es PIDn, lo que es una señal de que el generador esta tratando de por lo menos ser marginal cuando se presenta la demanda mínima, para así teóricamente generar durante todo el día.

Tabla 41. Información mutua para Guavio

<b>Variable</b>	<b>Información mutua</b>	<b>Variación Relativa %</b>
<b>PIDn</b>	0.23694	0.0
<b>P2Dd</b>	0.19918	15.9
<b>P2Dn</b>	0.17407	26.5
<b>Embalse Agregado (MW)</b>	0.14627	38.3
<b>PIDd</b>	0.14568	38.5
<b>Embalse GUAVIO</b>	0.10565	55.4

<b>Variable</b>	<b>Información mutua</b>	<b>Variación Relativa %</b>
<b>PrecioporMw(Contratos)</b>	0.076261	67.8
<b>Inflex (MW)</b>	0.073188	69.1
<b>Dispo Flex</b>	0.040986	82.7
<b>PIDx</b>	0.032505	86.3
<b>Recp(MW)</b>	0.027087	88.6
<b>RecN(MW)</b>	0.025748	89.1
<b>DeltaN</b>	0.024848	89.5
<b>DeltaX</b>	0.02426	89.8
<b>DeltaD</b>	0.023832	89.9
<b>P2Dx</b>	0.019408	91.8

En la tabla 42, se presenta el análisis de sensibilidad del precio de oferta frente a las distintas variables estudiadas para la central hidroeléctrica de SANCARLOS.

Tabla 42. Información mutua para Sancarlos

<b>Variable</b>	<b>Información mutua</b>	<b>Variación Relativa %</b>
<b>PIDn</b>	0.26694	0.0
<b>P2Dd</b>	0.18238	31.7
<b>P2Dn</b>	0.1697	36.4
<b>PIDd</b>	0.12225	54.2
<b>Embalse Agregado (MW)</b>	0.11123	58.3
<b>Embalse PUNCHINA</b>	0.080697	69.8
<b>PrecioporMw(Contratos)</b>	0.049016	81.6
<b>RecN(MW)</b>	0.041915	84.3
<b>DeltaN</b>	0.038948	85.4
<b>DeltaD</b>	0.036451	86.3
<b>PIDx</b>	0.030827	88.5
<b>P2Dx</b>	0.030602	88.5
<b>DeltaX</b>	0.030412	88.6
<b>Recp(MW)</b>	0.02705	89.9
<b>Inflex (MW)</b>	0.024747	90.7
<b>Dispo Flex</b>	0.014707	94.5

De los resultados del análisis de la información mutua, se puede inferir que la variable ante la cual posee la mayor sensibilidad el precio de oferta de SANCARLOS, es PIDn, lo que es un refuerzo de lo obtenido en los agrupamientos y una señal de que el generador esta tratando de por lo menos ser marginal cuando se presenta la demanda mínima.

Esta era una situación esperada dado el tipo de generación y la gran capacidad de la central.

En la tabla 43, se presenta el análisis de sensibilidad del precio de oferta frente a las distintas variables estudiadas para la central térmica TERMOCENTRO I

Tabla 43. Información mutua para Termocentro I

<b>Variable</b>	<b>Información mutua</b>	<b>Variación Relativa %</b>
<b>PrecioporMw(Contratos)</b>	0.15356	0.0
<b>Embalse Agregado (MW)</b>	0.15311	0.3
<b>P2Dn</b>	0.083332	45.7
<b>P1Dn</b>	0.080704	47.4
<b>P2Dd</b>	0.076154	50.4
<b>P2Dx</b>	0.072022	53.1
<b>P1Dd</b>	0.07069	54.0
<b>Dispo Flex</b>	0.059939	61.0
<b>P1Dx</b>	0.038745	74.8
<b>Inflex (MW)</b>	0.022769	85.2
<b>DeltaX</b>	0.021546	86.0
<b>RecN(MW)</b>	0.013406	91.3
<b>DeltaD</b>	0.012874	91.6
<b>DeltaN</b>	0.008014	94.8
<b>Recp(MW)</b>	0.0068441	95.5

De los resultados del análisis de la información mutua, se puede inferir que la variable ante la cual posee la mayor sensibilidad el precio de oferta de TERMOCENTRO I, es la variable contratos, es decir, existe cierta dependencia entre el precio de oferta y el valor transado en contratos, sin embargo, como esta dependencia no es del todo evidente (cabe recordar que se utiliza el valor del MWh transado en contratos por todo el grupo generador de ISAGEN), no fue posible detectarla a través de los mapas auto-organizativos.

A pesar de esta relación, no es posible afirmar que los ingresos de esta central estén asociados netamente a contratos, por la situación ya mencionada con respecto a que los contratos son firmados con el agente (ISAGEN) y este es quien decide que plantas atenderán los requerimientos de energía de los contratos.

En la tabla 44, se presenta el análisis de sensibilidad del precio de oferta frente a las distintas variables estudiadas para la central térmica TERMOPAIPA4.

De los resultados del análisis de la información mutua, se puede inferir que la variable ante la cual posee la mayor sensibilidad el precio de oferta de TERMOPAIPA4, es la variable contratos, es decir, existe cierta dependencia entre el precio de oferta y el valor transado en contratos, sin embargo, como esta dependencia no es del todo evidente (cabe recordar que se utiliza el valor del

MWh transado en contratos por todo el grupo generador de EBSA), no fue posible detectarla a través de los mapas auto-organizativos.

Tabla 44. Información mutua para Termopaipa4

<b>Variable</b>	<b>Información mutua</b>	<b>Variación Relativa %</b>
<b>PrecioporMw(Contratos)</b>	0.14415	0.0
<b>P2Dn</b>	0.13996	2.9
<b>P1Dn</b>	0.12697	11.9
<b>P2Dd</b>	0.12614	12.5
<b>P1Dd</b>	0.1222	15.2
<b>Embalse Agregado (MW)</b>	0.12159	15.7
<b>Dispo Flex</b>	0.049099	65.9
<b>P2Dx</b>	0.036423	74.7
<b>Inflex (MW)</b>	0.031974	77.8
<b>P1Dx</b>	0.023306	83.8
<b>Recp(MW)</b>	0.018626	87.1
<b>RecN(MW)</b>	0.016381	88.6
<b>DeltaX</b>	0.013368	90.7
<b>DeltaD</b>	0.011663	91.9
<b>DeltaN</b>	0.0071737	95.0

A pesar de esta relación, no es posible afirmar que los ingresos de esta central estén asociados netamente a contratos, por la situación ya mencionada con respecto a que los contratos son firmados con el agente (EBSA) y este es quien decide que plantas atenderán los requerimientos de energía de los contratos.

En la tabla 45, se presenta el análisis de sensibilidad del precio de oferta frente a las distintas variables estudiadas para la central térmica TERMOFLORES3.

Tabla 45. Información mutua para Termoflores3

<b>Variable</b>	<b>Información mutua</b>	<b>Variación Relativa %</b>
<b>Recp(MW)</b>	0.13554	0.0
<b>Embalse Agregado (MW)</b>	0.12896	4.9
<b>Dispo Flex</b>	0.11497	15.2
<b>P2Dn</b>	0.08001	41.0
<b>P1Dn</b>	0.074622	44.9
<b>P1Dd</b>	0.068336	49.6
<b>P2Dd</b>	0.065216	51.9
<b>P1Dx</b>	0.027378	79.8
<b>RecN(MW)</b>	0.027209	79.9

<b>Variable</b>	<b>Información mutua</b>	<b>Variación Relativa %</b>
<b>P2Dx</b>	0.02308	83.0
<b>DeltaX</b>	0.016684	87.7
<b>Inflex (MW)</b>	0.014073	89.6
<b>DeltaN</b>	0.0075088	94.5
<b>DeltaD</b>	0.0062908	95.4

De los resultados del análisis de la información mutua, se puede inferir que la variable ante la cual posee la mayor sensibilidad el precio de oferta de TERMOFLORES3, es la variable reconciliaciones positivas, lo que es un refuerzo de lo obtenido en los agrupamientos.

Esta situación refleja que la mayor parte de los ingresos de esta central esta asociado a las reconciliaciones positivas, es decir, que a pesar de su precio de oferta alto, en general sale despachada debido a restricciones del sistema.

En la tabla 46, se presenta el análisis de sensibilidad del precio de oferta frente a las distintas variables estudiadas para la central térmica de TERMOTASAJERO I.

Tabla 46. Información mutua para Termotasajero I

<b>Variable</b>	<b>Información mutua</b>	<b>Variación Relativa %</b>
<b>PrecioporMw(Contratos)</b>	0.20979	0.0
<b>Embalse Agregado (MW)</b>	0.11407	45.6
<b>P2Dx</b>	0.055876	73.4
<b>P1Dx</b>	0.050961	75.7
<b>P2Dn</b>	0.049647	76.3
<b>P1Dn</b>	0.048325	77.0
<b>P1Dd</b>	0.044838	78.6
<b>P2Dd</b>	0.042898	79.6
<b>Recp(MW)</b>	0.03696	82.4
<b>Dispo Flex</b>	0.022115	89.5
<b>DeltaX</b>	0.015095	92.8
<b>RecN(MW)</b>	0.014909	92.9
<b>Inflex (MW)</b>	0.010485	95.0
<b>DeltaD</b>	0.0080043	96.2
<b>DeltaN</b>	0.0073649	96.5

De los resultados del análisis de la información mutua, se puede inferir que la variable ante la cual posee la mayor sensibilidad el precio de oferta de TERMOTASAJERO I, es la variable contratos, que para el caso de esta central muestra una altísima dependencia entre el precio de oferta y el valor transado en contratos.

Para este caso, es más clara la relación ya que las transacciones realizadas por medio de contratos corresponden a las de la central analizada, ya que esta ejerce como agente independiente.

Es posible a partir de los resultados decir que los ingresos de esta planta están asociados directamente a los contratos, por la dependencia encontrada entre estos y el precio de oferta, y además por la relación directa que para este agente es posible establecer.

En la tabla 47, se presenta el análisis de sensibilidad del precio de oferta frente a las distintas variables estudiadas para la central térmica TERMOSIERRA.

De los resultados del análisis de la información mutua, se puede inferir que la variable ante la cual posee la mayor sensibilidad el precio de oferta de TERMOSIERRA, es la variable contratos, es decir, existe cierta dependencia entre el precio de oferta y el valor transado en contratos, sin embargo, como esta dependencia no es del todo evidente (cabe recordar que se utiliza el valor del MWh transado en contratos por todo el grupo generador de EEPPM), no fue posible detectarla a través de los mapas auto-organizativos.

Tabla 47. Información mutua para Termosierra

<b>Variable</b>	<b>Información mutua</b>	<b>Variación Relativa %</b>
<b>PrecioporMw(Contratos)</b>	0.22681	0.0
<b>Embalse Agregado (MW)</b>	0.19565	13.7
<b>Dispo Flex</b>	0.14547	35.9
<b>P2Dd</b>	0.087569	61.4
<b>P1Dn</b>	0.08312	63.4
<b>P1Dd</b>	0.082927	63.4
<b>P2Dn</b>	0.07983	64.8
<b>P2Dx</b>	0.056001	75.3
<b>P1Dx</b>	0.047828	78.9
<b>DeltaX</b>	0.032225	85.8
<b>DeltaN</b>	0.019044	91.6
<b>Inflex (MW)</b>	0.015989	93.0
<b>DeltaD</b>	0.011865	94.8
<b>RecN(MW)</b>	0.010647	95.3
<b>Recp(MW)</b>	0.0077976	96.6

En la tabla 48, se presenta el análisis de sensibilidad del precio de oferta frente a las distintas variables estudiadas para la central térmica de TEBSA.

Tabla 48. Información mutua para Tebsa

<b>Variable</b>	<b>Información mutua</b>	<b>Variación Relativa %</b>
<b>PrecioporMw(Contratos)</b>	0.15472	0.0
<b>Embalse Agregado (MW)</b>	0.13141	15.1
<b>Recp(MW)</b>	0.10245	33.8
<b>P1Dn</b>	0.10197	34.1
<b>P2Dd</b>	0.094325	39.0

<b>Variable</b>	<b>Información mutua</b>	<b>Variación Relativa %</b>
<b>PIDd</b>	0.088666	42.7
<b>P2Dn</b>	0.086197	44.3
<b>Dispo Flex</b>	0.056238	63.7
<b>PIDx</b>	0.045801	70.4
<b>P2Dx</b>	0.034248	77.9
<b>DeltaX</b>	0.026919	82.6
<b>DeltaN</b>	0.01606	89.6
<b>DeltaD</b>	0.015947	89.7
<b>RecN(MW)</b>	0.01122	92.7
<b>Inflex (MW)</b>	0.0066304	95.7

De los resultados del análisis de la información mutua, se puede inferir que la variable ante la cual posee la mayor sensibilidad el precio de oferta de TEBSA, es la variable contratos, es decir, existe cierta dependencia entre el precio de oferta y el valor transado en contratos, sin embargo, como esta dependencia no es del todo evidente (cabe recordar que se utiliza el valor del MWh transado en contratos por todo el grupo generador de CORELCA), no fue posible detectarla a través de los mapas auto-organizativos.

## 8 OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES

- El punto en el cual la disponibilidad declarada por un generador corta la curva de demanda residual, marca el límite inferior del rango de influencia que tienen los distintos generadores en el precio de bolsa. El rango de influencia mencionado está marcado en gran medida por la capacidad del generador.
- Un agente que deba pagar reconciliaciones negativas, a pesar de que deba tener una cierta disminución en el ingreso por efecto de que su generación real fue menor que la ideal, está recibiendo ciertos dividendos simplemente por haber salido despachado en el despacho ideal, ya que esta generación ideal se le remunera a precio de bolsa, mientras que la energía no generada se le cobra a precio de reconciliación, la diferencia entre estos dos precios multiplicada por la diferencia entre la generación ideal y la real, es el beneficio que está recibiendo el agente de esta operación.
- El no someter a un proceso de normalización a los datos de entrada, altera en gran medida la salida de los mapas auto-organizativos ya que los valores de entrada con órdenes de magnitud muy altos ejercen una gran influencia sobre el mapa, inhibiendo los valores bajos.
- En el análisis realizado se hace importante el eliminar de la oferta presentada por el generador, valores impuestos por las entidades reguladoras y administradoras del sector, con el fin de tener una visión clara de las variaciones que el agente da a su precio de oferta en respuesta a algún factor externo.
- La volatilidad más alta en el precio de oferta la poseen las centrales hidráulicas, mientras que las plantas térmicas mostraron en su mayoría, ser más reacias a modificar con frecuencia el precio de oferta, marcando así dos tendencias estratégicas dependiendo del tipo de generación.
- El algoritmo de aprendizaje grupal para los mapas auto-organizativos de Kohonen es una opción rápida y segura (por no poseer problemas de convergencia) aunque matemáticamente más compleja, para realizar el entrenamiento de los distintos mapas.
- El número de iteraciones para el entrenamiento, seleccionado con el método mencionado, generó un resultado adecuado en lo referente a la calidad del mapeo para los procesamientos realizados a cada uno de los generadores.
- Solo es posible establecer una relación entre los mapas de Kohonen y el coeficiente de correlación de Pearson, de forma unidireccional, es decir, dos mapas de Kohonen con distribuciones similares implican una correlación elevada entre las dos variables, mientras que un coeficiente de correlación elevado entre estas, no implica necesariamente dos mapas de Kohonen con distribuciones muy similares.

- Las asociaciones más fuertes encontradas con los mapas para los distintos generadores fueron: para los generadores hidráulicos las halladas entre el generador SANCARLOS y los descriptores de la demanda residual PIDn y P2Dd, y para los generadores térmicos las halladas entre el generador TERMOFLORES3 y las reconciliaciones positivas.

## 9 CONCLUSIONES

- Los mapas auto-organizativos de Kohonen pueden ser utilizados por parte del regulador para un monitoreo periódico del comportamiento de las variables que pueden ser usadas como estratégicas por parte de los generadores. Ya que al reflejar el orden topológico de los datos de entrada y permitir establecer las relaciones que se presentan entre cada una de las variables y el precio de oferta, ofrece una visión clara de la estrategia de los distintos generadores con respecto a su precio de oferta sin tener que realizar corridas computacionales que demanden gran cantidad de tiempo y recurso lo que lo hace ideal para análisis preliminares.
- Dentro de los descriptores establecidos para la curva de demanda residual (los límites del rango de influencia en el precio de bolsa y la elasticidad de la demanda residual), resultaron ser más indicativos del precio de oferta, los límites del rango de influencia en el precio de bolsa ya que las variaciones de estas variables se adecuaban mejor al comportamiento volátil del precio de oferta mientras que la relativa uniformidad de las variaciones de la elasticidad de la demanda residual se alejaba bastante de lo que estaba sucediendo con el precio de oferta.
- Los generadores hidráulicos estudiados, en general tienden a modificar su precio de oferta conforme los movimientos de la competencia, como lo refleja la elevada asociación que posee el precio de oferta con las variables de la demanda residual, dejando en claro de esta forma el porque de la alta volatilidad en la oferta.
- Los generadores térmicos estudiados, en general tienden a no modificar con mucha frecuencia su precio de oferta, o por lo menos no como lo hacen los generadores hidráulicos, lo cual está ligado directamente a que sus intereses por lo visto en los mapas obtenidos, están marcados ya sea por los contratos que han establecido con los comercializadores y con otros generadores o por otras variables como las reconciliaciones positivas.
- A partir del análisis realizado no se encontraron comportamientos estratégicos que pudieran ser sometidos a investigación por parte del ente regulador. Ya que el modificar el precio de oferta conforme lo hace la competencia o no modificarlo según la estrategia de negocio planteada por el generador, no es visto como una práctica de abuso de poder dominante o como un ejercicio negativo del poder de mercado.
- El proceso de eliminación de valores atípicos por medio del criterio del térmico más costoso, no efectúa un filtrado completo de estos elementos y por ello es necesario el apoyo en este proceso de una técnica como el *Silhouette*. Los mapas de Kohonen también pueden ser utilizados para filtrar valores atípicos, porque al estar estos valores tan alejados del resto de las muestras, no pueden crear conexiones claras entre las neuronas no asociándose con ninguna de ellas, sin embargo, este método es mejor usarlo como un apoyo y preferiblemente darle como entrada al mapa un conjunto de datos lo mejor filtrado de atípicos posible.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] ANDERSON Rolph; TATHAM Ronald y HAIR Joseph. Análisis multivariante de datos. Quinta edición. Prentice hall, 2000.
- [2] ARMAÑANZAS Rubén; Medidas de filtrado de selección de variables mediante la plataforma “Elvira”; UNIVERSIDAD DEL PAÍS VASCO, 2004.
- [3] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución 112 de 1998. Bogota, Colombia 1998.
- [4] DEL BRIO, Bonifacio y SANZ, Alfredo. Redes neuronales y sistemas difusos.
- [5] DEMUTH, Howard; BEALE, Mark y HAGAN, Martin. Neural Network *Toolbox* user’s guide. MATH WORKS. 2006.
- [6] FAJARDO, Pablo y BOTERO, Eduardo. Evolución del servicio de la energía eléctrica durante la última década. UNIVERSIDAD DE LOS ANDES. Bogota, Colombia 2005.
- [7] G. O. Young, “Synthetic structure of industrial plastics (Book style with paper title and editor),” in *Plastics*, 2nd ed. vol. 3, J. Peters, Ed. New York: McGraw-Hill, 1964, pp. 15–64.
- [8] HAN, Jiawei y KAMBER Micheline. Data mining concepts and techniques.
- [9] HULL, John. Introducción a los Mercados de Futuros y Opciones. 1992.
- [10] INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. ESP. – ISA. Memorias de la capacitación Transacciones en Bolsa II (Despacho ideal). Cali, Colombia 2005.  
[http://www2.isa.com.co/gmem/Servicios\\_Informacion/Capacitaciones/Memorias\\_2005/tb\\_1/cal\\_jun\\_29y30/Despacho%20Ideal.pdf](http://www2.isa.com.co/gmem/Servicios_Informacion/Capacitaciones/Memorias_2005/tb_1/cal_jun_29y30/Despacho%20Ideal.pdf)
- [11] \_\_\_\_\_. Seminario Taller Transacciones en Bolsa II Gerencia Operación y Administración del Mercado. Colombia 2005.
- [12] JAIN, Anil; NANDAKUMAR, Karthik y ROSS, Arun. Score Normalization in Multimodal Biometric Systems. Departamento de ciencias de la computación e ingenierías. UNIVERSIDAD DE MICHIGAN. Abril 2005.
- [13] JUHA, Vesanto et al. Som *Toolbox* for Matlab 5. UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE HELSINKI. Finlandia Abril 2000
- [14] KOHONEN, Teuvo. Self Organizing Maps. Springer. Tercera edición. 2001
- [15] LLARRAHONDO M. Miryam. Aprovechamiento acuícola de embalses en Colombia. INSTITUTO NACIONAL DE PESCA Y ACUICULTURA – INPA.
- [16] LÓPEZ Ezequiel. Correlación lineal simple. UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA.
- [17] LOS EXPERTOS EN MERCADOS XM. Memorias seminario taller transacciones en bolsa – reconciliaciones. Gerencia mercado de energía mayorista. Colombia 2006.
- [18] \_\_\_\_\_. Base de datos NEÓN. Medellín, Colombia 2005.  
<http://www5.isa.com.co/neonweb/>
- [19] MERELO, Jj. Tutorial mapas auto-organizativos de Kohonen.  
<http://geneura.ugr.es/~jmerelo/tutoriales/bioinfo/Kohonen.html>
- [20] NATENBERG, Sheldon. Resumen del libro “Option Volatility & Pricing”.
- [21] PALAZZO, Romina. Análisis de Volatilidad Implícita. Departamento de Capacitación y Desarrollo de Mercados. BOLSA DE COMERCIO DE ROSARIO. abril 2001.
- [22] RESTREPO, Constanza. Curso de economía general. Facultad de Ingeniería y arquitectura. UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Colombia 2006.

- [23] RIBADAS, Francisco José. Mapas Auto – organizativos. Inteligencia Artificial. UNIVERSIDAD DE VIGO. diciembre de 2005.
- [24] SALAS, Rodrigo. Mapas Auto-organizativos de Kohonen (SOM). Departamento de computación. UNIVERSIDAD DE VALPARAÍSO.
- [25] SANTOS DA SILVA, Marcos Aurélio; VIEIRA Antônio Miguel y MEDEIROS José. Visualization of geospatial data by component planes and U-matrix. LABORATORIO DE GEOTECNOLOGÍA APLICADA. SP, Brasil.
- [26] STREHL Alexander; GHOSH Joydeep y MOONEY Raymond; Impact of similarity measures on web page clustering; UNIVERSIDAD DE TEXAS, 2000.
- [27] TURHAN T, M. Kohonen's Self Organizing Networks with "Conscience". Rock Solid Images. Noviembre de 1997.
- [28] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Una Visión del mercado eléctrico colombiano. Bogota, Colombia 2004.
- [29] VARIAN, H. Microeconomic Analysis. Tercera edición. New York, USA 1992.
- [30] WAUFMAN L y ROUSSEUU PJ. Finding groups in data. New York, USA 1990.

## ANEXO A. VALORES ATÍPICOS HALLADOS CON LOS CRITERIOS ESTABLECIDOS

En este anexo se presentan los valores que fueron considerados como atípicos por medio del criterio del generador térmico más costoso.

Este criterio se definió en vista de que los generadores hidráulicos son “penalizados” cuando el nivel de su embalse esta por debajo del mínimo operativo superior. Esta “penalización” consiste en hacer que el precio de oferta de la energía de los generadores que se encuentren en esta situación sea como mínimo el precio de oferta del generador térmico más costoso.

Estos datos afectan fuertemente la volatilidad del precio de oferta y si no se retiran pueden dar un índice errado al respecto. En la siguiente tabla, se muestra una relación de los datos que fueron detectados como atípicos dentro del conjunto de datos. Esta operación se realizo por medio de una macro programa en Microsoft® Excel para evitar errores humanos en el proceso de extracción.

Nombre del Generador	Fecha del Atípico	Precio de Oferta	Nombre del Generador	Fecha del Atípico	Precio de Oferta
<b>Febrero de 2003</b>			URRA	27/02/2003	431011
<b>ALBAN</b>	07/02/2003	476494	URRA	28/02/2003	431011
URRA	08/02/2003	431011	<b>Marzo de 2003</b>		
URRA	09/02/2003	431011	<b>BETANIA</b>	08/03/2003	435798
URRA	10/02/2003	431011	URRA	08/03/2003	435798
URRA	11/02/2003	431011	URRA	09/03/2003	435798
URRA	12/02/2003	431011	URRA	10/03/2003	435798
URRA	13/02/2003	431011	<b>BETANIA</b>	13/03/2003	435798
URRA	14/02/2003	431011	<b>BETANIA</b>	14/03/2003	435798
URRA	15/02/2003	431011	CASALCO	14/03/2003	435798
URRA	16/02/2003	431011	<b>BETANIA</b>	15/03/2003	435798
URRA	17/02/2003	431011	CASALCO	15/03/2003	435798
URRA	18/02/2003	431011	<b>BETANIA</b>	16/03/2003	435798
URRA	19/02/2003	431011	CASALCO	16/03/2003	435798
URRA	20/02/2003	431011	<b>BETANIA</b>	17/03/2003	435798
URRA	21/02/2003	431011	CASALCO	17/03/2003	435798
<b>ALBAN</b>	22/02/2003	557825	<b>BETANIA</b>	18/03/2003	435798
URRA	22/02/2003	431011	<b>BETANIA</b>	19/03/2003	435798
URRA	23/02/2003	431011	CASALCO	19/03/2003	435798
URRA	24/02/2003	431011	<b>BETANIA</b>	20/03/2003	435798
URRA	25/02/2003	431011	CASALCO	20/03/2003	555746
URRA	26/02/2003	431011	<b>PAGUA</b>	20/03/2003	555746

Nombre del Generador	Fecha del Atípico	Precio de Oferta	Nombre del Generador	Fecha del Atípico	Precio de Oferta
----------------------	-------------------	------------------	----------------------	-------------------	------------------

Marzo de 2003			Abril de 2003		
<b>BETANIA</b>	21/03/2003	435798	URRA	19/04/2003	440361
CASALCO	21/03/2003	435798	<b>BETANIA</b>	20/04/2003	440361
<b>BETANIA</b>	22/03/2003	435798	URRA	20/04/2003	440361
CASALCO	22/03/2003	435798	URRA	21/04/2003	440361
<b>BETANIA</b>	23/03/2003	435798	<b>BETANIA</b>	22/04/2003	440361
CASALCO	23/03/2003	435798	URRA	22/04/2003	440361
<b>BETANIA</b>	24/03/2003	435798	URRA	23/04/2003	440361
CASALCO	24/03/2003	435798	URRA	24/04/2003	440361
<b>BETANIA</b>	25/03/2003	435798	URRA	25/04/2003	440361
CASALCO	25/03/2003	435798	<b>Mayo de 2003</b>		
<b>BETANIA</b>	26/03/2003	435798	SALVAJINA	10/05/2003	445414
CASALCO	26/03/2003	435798	SALVAJINA	11/05/2003	445414
<b>BETANIA</b>	27/03/2003	435798	SALVAJINA	12/05/2003	445414
CASALCO	27/03/2003	435798	SALVAJINA	13/05/2003	445414
<b>BETANIA</b>	28/03/2003	435798	SALVAJINA	14/05/2003	445414
CASALCO	28/03/2003	435798	SALVAJINA	15/05/2003	445414
<b>BETANIA</b>	29/03/2003	435798	SALVAJINA	16/05/2003	445414
CASALCO	29/03/2003	435798	SALVAJINA	17/05/2003	445414
<b>BETANIA</b>	30/03/2003	435798	SALVAJINA	18/05/2003	445414
CASALCO	30/03/2003	435798	SALVAJINA	19/05/2003	445414
<b>ALBAN</b>	31/03/2003	564020	SALVAJINA	20/05/2003	445414
<b>BETANIA</b>	31/03/2003	435798	SALVAJINA	21/05/2003	445414
CASALCO	31/03/2003	435798	SALVAJINA	22/05/2003	445414
<b>Abril de 2003</b>			SALVAJINA	23/05/2003	445414
<b>BETANIA</b>	10/04/2003	440361	SALVAJINA	24/05/2003	445414
<b>BETANIA</b>	11/04/2003	440361	SALVAJINA	25/05/2003	445414
CASALCO	11/04/2003	440361	SALVAJINA	26/05/2003	445414
URRA	11/04/2003	440361	SALVAJINA	27/05/2003	445414
CASALCO	12/04/2003	440361	<b>Junio de 2003</b>		
URRA	12/04/2003	440361	SALVAJINA	08/06/2003	447596
<b>BETANIA</b>	13/04/2003	440361	SALVAJINA	09/06/2003	447596
CASALCO	13/04/2003	440361	SALVAJINA	10/06/2003	447596
URRA	13/04/2003	440361	SALVAJINA	11/06/2003	447596
<b>BETANIA</b>	14/04/2003	440361	SALVAJINA	12/06/2003	447596
CASALCO	14/04/2003	440361	SALVAJINA	13/06/2003	447596
URRA	14/04/2003	440361	SALVAJINA	14/06/2003	447596
<b>BETANIA</b>	15/04/2003	440361	SALVAJINA	15/06/2003	447596
URRA	15/04/2003	440361	SALVAJINA	16/06/2003	447596
<b>BETANIA</b>	16/04/2003	440361	SALVAJINA	17/06/2003	447596
URRA	16/04/2003	440361	SALVAJINA	18/06/2003	447596
<b>BETANIA</b>	18/04/2003	440361	SALVAJINA	19/06/2003	447596
<b>BETANIA</b>	19/04/2003	440361	SALVAJINA	20/06/2003	447596

Nombre del Generador	Fecha del Atípico	Precio de Oferta	Nombre del Generador	Fecha del Atípico	Precio de Oferta
----------------------	-------------------	------------------	----------------------	-------------------	------------------

Junio de 2003			Septiembre de 2003		
SALVAJINA	21/06/2003	447596	CALIMA I	16/09/2003	448080
SALVAJINA	22/06/2003	447596	CALIMA I	17/09/2003	448080
SALVAJINA	23/06/2003	447596	CALIMA I	18/09/2003	448080
SALVAJINA	24/06/2003	447596	CALIMA I	19/09/2003	448080
SALVAJINA	25/06/2003	447596	CALIMA I	20/09/2003	448080
SALVAJINA	26/06/2003	447596	CALIMA I	21/09/2003	448080
SALVAJINA	27/06/2003	447596	CALIMA I	22/09/2003	448080
SALVAJINA	28/06/2003	447596	CALIMA I	23/09/2003	448080
SALVAJINA	29/06/2003	447596	CALIMA I	24/09/2003	448080
SALVAJINA	30/06/2003	447596	CALIMA I	25/09/2003	448080
Julio de 2003			CALIMA I	26/09/2003	448080
SALVAJINA	01/07/2003	447596	CALIMA I	27/09/2003	448080
SALVAJINA	02/07/2003	447596	CALIMA I	28/09/2003	448080
SALVAJINA	03/07/2003	447596	CALIMA I	29/09/2003	448080
SALVAJINA	04/07/2003	447596	CALIMA I	30/09/2003	448080
SALVAJINA	05/07/2003	447596	Octubre de 2003		
SALVAJINA	06/07/2003	447596	<b>PORCE2</b>	07/10/2003	561247
SALVAJINA	07/07/2003	447596	CALIMA I	08/10/2003	449076
SALVAJINA	08/07/2003	447596	<b>GUATRON</b>	08/10/2003	546672
<b>ALBAN</b>	12/07/2003	529404	CALIMA I	09/10/2003	449076
<b>ALBAN</b>	16/07/2003	448665	CALIMA I	10/10/2003	449076
Agosto de 2003			CALIMA I	11/10/2003	449076
SALVAJINA	01/08/2003	447352	CALIMA I	12/10/2003	449076
SALVAJINA	02/08/2003	447352	CALIMA I	13/10/2003	449076
SALVAJINA	03/08/2003	447352	CALIMA I	14/10/2003	449076
SALVAJINA	04/08/2003	447352	CALIMA I	15/10/2003	449076
<b>CHIVOR</b>	05/08/2003	447353	CALIMA I	16/10/2003	449076
SALVAJINA	05/08/2003	447352	<b>ALBAN</b>	17/10/2003	472695
SALVAJINA	06/08/2003	447352	CALIMA I	17/10/2003	449076
SALVAJINA	07/08/2003	447352	CALIMA I	18/10/2003	449076
SALVAJINA	08/08/2003	447352	CALIMA I	19/10/2003	449076
SALVAJINA	09/08/2003	447352	CALIMA I	20/10/2003	449076
<b>PORCE2</b>	27/08/2003	449195	CALIMA I	21/10/2003	449076
<b>PORCE2</b>	31/08/2003	465294	CALIMA I	22/10/2003	449076
Septiembre de 2003			CALIMA I	23/10/2003	449076
<b>PORCE2</b>	06/09/2003	520910	CALIMA I	24/10/2003	449076
CALIMA I	10/09/2003	448080	CALIMA I	25/10/2003	449076
<b>PORCE2</b>	11/09/2003	497769	CALIMA I	26/10/2003	449076
CALIMA I	11/09/2003	448080	CALIMA I	27/10/2003	449076
CALIMA I	12/09/2003	448080	CALIMA I	28/10/2003	449076
CALIMA I	13/09/2003	448080	CALIMA I	29/10/2003	449076
CALIMA I	14/09/2003	448080	CALIMA I	30/10/2003	449076
CALIMA I	15/09/2003	448080	CALIMA I	31/10/2003	449076
Nombre del Generador	Fecha del Atípico	Precio de Oferta	Nombre del Generador	Fecha del Atípico	Precio de Oferta

Noviembre de 2003			Diciembre de 2003		
CALIMAI	07/11/2003	449356	CALIMAI	15/12/2003	450913
CALIMAI	08/11/2003	449356	SALVAJINA	15/12/2003	450913
<b>ALBAN</b>	09/11/2003	482070	CALIMAI	16/12/2003	450913
CALIMAI	09/11/2003	449356	SALVAJINA	16/12/2003	450913
CALIMAI	10/11/2003	449356	CALIMAI	17/12/2003	450913
CALIMAI	11/11/2003	449356	SALVAJINA	17/12/2003	450913
CALIMAI	12/11/2003	449356	CALIMAI	18/12/2003	450913
CALIMAI	13/11/2003	449356	SALVAJINA	18/12/2003	450913
CALIMAI	14/11/2003	449356	CALIMAI	19/12/2003	450913
CALIMAI	15/11/2003	449356	SALVAJINA	19/12/2003	450913
CALIMAI	16/11/2003	449356	CALIMAI	20/12/2003	450913
CALIMAI	17/11/2003	449356	SALVAJINA	20/12/2003	450913
CALIMAI	18/11/2003	449356	CALIMAI	21/12/2003	450913
CALIMAI	19/11/2003	449356	SALVAJINA	21/12/2003	450913
<b>ALBAN</b>	20/11/2003	494228	CALIMAI	22/12/2003	450913
CALIMAI	20/11/2003	449356	SALVAJINA	22/12/2003	450913
CALIMAI	21/11/2003	449356	CALIMAI	23/12/2003	450913
CALIMAI	22/11/2003	449356	SALVAJINA	23/12/2003	450913
CALIMAI	23/11/2003	449356	CALIMAI	24/12/2003	450913
CALIMAI	24/11/2003	449356	SALVAJINA	24/12/2003	450913
CALIMAI	25/11/2003	449356	CALIMAI	25/12/2003	450913
CALIMAI	26/11/2003	449356	SALVAJINA	25/12/2003	450913
CALIMAI	27/11/2003	449356	CALIMAI	26/12/2003	450913
CALIMAI	28/11/2003	449356	SALVAJINA	26/12/2003	450913
CALIMAI	29/11/2003	449356	CALIMAI	27/12/2003	450913
CALIMAI	30/11/2003	449356	SALVAJINA	27/12/2003	450913
<b>Diciembre de 2003</b>			CALIMAI	28/12/2003	450913
CALIMAI	07/12/2003	450913	SALVAJINA	28/12/2003	450913
SALVAJINA	07/12/2003	450913	CALIMAI	29/12/2003	450913
CALIMAI	08/12/2003	450913	SALVAJINA	29/12/2003	450913
SALVAJINA	08/12/2003	450913	CALIMAI	30/12/2003	450913
CALIMAI	09/12/2003	450913	SALVAJINA	30/12/2003	450913
SALVAJINA	09/12/2003	450913	CALIMAI	31/12/2003	450913
CALIMAI	10/12/2003	450913	SALVAJINA	31/12/2003	450913
SALVAJINA	10/12/2003	450913	<b>Febrero de 2004</b>		
CALIMAI	11/12/2003	450913	<b>ALBAN</b>	10/02/2004	485353
SALVAJINA	11/12/2003	450913	<b>ALBAN</b>	13/02/2004	575028
CALIMAI	12/12/2003	450913	<b>ALBAN</b>	16/02/2004	578049
SALVAJINA	12/12/2003	450913	<b>ALBAN</b>	17/02/2004	521675
CALIMAI	13/12/2003	450913	<b>ALBAN</b>	18/02/2004	534445
SALVAJINA	13/12/2003	450913	<b>ALBAN</b>	19/02/2004	500475
CALIMAI	14/12/2003	450913	<b>BETANIA</b>	19/02/2004	457670
SALVAJINA	14/12/2003	450913	<b>ALBAN</b>	20/02/2004	511589
<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>	<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>

Febrero de 2004			Marzo de 2004		
BETANIA	20/02/2004	457670	ALBAN	15/03/2004	599476
BETANIA	21/02/2004	457670	BETANIA	15/03/2004	463182
ALBAN	22/02/2004	566458	BETANIA	16/03/2004	463182
BETANIA	22/02/2004	457670	ALBAN	17/03/2004	599476
ALBAN	23/02/2004	592342	BETANIA	17/03/2004	463182
BETANIA	23/02/2004	457670	BETANIA	18/03/2004	463182
ALBAN	24/02/2004	592342	BETANIA	19/03/2004	463182
BETANIA	24/02/2004	457670	BETANIA	20/03/2004	463182
ALBAN	25/02/2004	539917	ALBAN	21/03/2004	599476
BETANIA	25/02/2004	457670	BETANIA	21/03/2004	463182
ALBAN	26/02/2004	592342	BETANIA	22/03/2004	463182
BETANIA	26/02/2004	457670	BETANIA	23/03/2004	463182
ALBAN	27/02/2004	584759	BETANIA	24/03/2004	463182
BETANIA	27/02/2004	457670	BETANIA	25/03/2004	463182
ALBAN	28/02/2004	579005	BETANIA	26/03/2004	463182
BETANIA	28/02/2004	457670	ALBAN	27/03/2004	484308
ALBAN	29/02/2004	592342	BETANIA	27/03/2004	463182
BETANIA	29/02/2004	457670	ALBAN	28/03/2004	599476
Marzo de 2004			BETANIA	28/03/2004	463182
ALBAN	01/03/2004	592342	ALBAN	29/03/2004	599476
ALBAN	02/03/2004	468469	BETANIA	29/03/2004	463182
ALBAN	03/03/2004	529747	ALBAN	30/03/2004	599476
ALBAN	04/03/2004	592342	BETANIA	30/03/2004	463182
ALBAN	05/03/2004	592342	BETANIA	31/03/2004	463182
ALBAN	06/03/2004	592342	CALIMAI	31/03/2004	463182
BETANIA	07/03/2004	463182	Abril de 2004		
SALVAJINA	07/03/2004	463182	ALBAN	01/04/2004	599476
BETANIA	08/03/2004	463182	ALBAN	04/04/2004	599476
SALVAJINA	08/03/2004	463182	ALBAN	06/04/2004	599476
ALBAN	09/03/2004	591373	ALBAN	07/04/2004	605359
BETANIA	09/03/2004	463182	ALBAN	08/04/2004	605359
SALVAJINA	09/03/2004	463182	CALIMAI	08/04/2004	467728
ALBAN	10/03/2004	599476	SALVAJINA	08/04/2004	467728
BETANIA	10/03/2004	463182	CALIMAI	09/04/2004	467728
SALVAJINA	10/03/2004	463182	SALVAJINA	09/04/2004	467728
ALBAN	11/03/2004	599476	CALIMAI	10/04/2004	467728
BETANIA	11/03/2004	463182	SALVAJINA	10/04/2004	467728
ALBAN	12/03/2004	599476	CALIMAI	11/04/2004	467728
BETANIA	12/03/2004	463182	SALVAJINA	11/04/2004	467728
ALBAN	13/03/2004	599476	CALIMAI	12/04/2004	467728
BETANIA	13/03/2004	463182	SALVAJINA	12/04/2004	467728
ALBAN	14/03/2004	599476	URRA	12/04/2004	467728
BETANIA	14/03/2004	463182	CALIMAI	13/04/2004	467728
Nombre del Generador	Fecha del Atípico	Precio de Oferta	Nombre del Generador	Fecha del Atípico	Precio de Oferta

Abril de 2004			Mayo de 2004		
SALVAJINA	13/04/2004	467728	<b>ALBAN</b>	18/05/2004	511518
URRA	13/04/2004	467728	SALVAJINA	18/05/2004	469876
SALVAJINA	14/04/2004	467728	SALVAJINA	19/05/2004	469876
URRA	14/04/2004	467728	SALVAJINA	20/05/2004	469876
SALVAJINA	15/04/2004	467728	SALVAJINA	21/05/2004	469876
URRA	15/04/2004	467728	URRA	21/05/2004	469876
CALIMAI	16/04/2004	467728	SALVAJINA	22/05/2004	469876
URRA	16/04/2004	467728	URRA	22/05/2004	469876
CALIMAI	17/04/2004	467728	SALVAJINA	23/05/2004	469876
URRA	17/04/2004	467728	URRA	23/05/2004	469876
CALIMAI	18/04/2004	467728	SALVAJINA	24/05/2004	469876
URRA	18/04/2004	467728	SALVAJINA	25/05/2004	469876
CALIMAI	19/04/2004	467728	SALVAJINA	26/05/2004	469876
URRA	19/04/2004	467728	SALVAJINA	27/05/2004	469876
CALIMAI	20/04/2004	467728	SALVAJINA	28/05/2004	469876
URRA	20/04/2004	467728	SALVAJINA	29/05/2004	469876
CALIMAI	21/04/2004	467728	CALIMAI	30/05/2004	469876
URRA	21/04/2004	467728	SALVAJINA	30/05/2004	469876
CALIMAI	22/04/2004	467728	CALIMAI	31/05/2004	469876
URRA	22/04/2004	467728	SALVAJINA	31/05/2004	469876
CALIMAI	23/04/2004	467728	<b>Junio de 2004</b>		
CALIMAI	24/04/2004	467728	CALIMAI	07/06/2004	471651
<b>ALBAN</b>	25/04/2004	605359	SALVAJINA	07/06/2004	471651
CALIMAI	25/04/2004	467728	CALIMAI	08/06/2004	471651
CALIMAI	26/04/2004	467728	SALVAJINA	08/06/2004	471651
CALIMAI	27/04/2004	467728	CALIMAI	09/06/2004	471651
CALIMAI	28/04/2004	467728	SALVAJINA	09/06/2004	471651
CALIMAI	29/04/2004	467728	CALIMAI	10/06/2004	471651
<b>ALBAN</b>	30/04/2004	605359	SALVAJINA	10/06/2004	471651
CALIMAI	30/04/2004	467728	CALIMAI	11/06/2004	471651
<b>Mayo de 2004</b>			SALVAJINA	11/06/2004	471651
<b>ALBAN</b>	08/05/2004	608140	CALIMAI	12/06/2004	471651
CALIMAI	08/05/2004	469876	SALVAJINA	12/06/2004	471651
CALIMAI	09/05/2004	469876	<b>ALBAN</b>	13/06/2004	553948
CALIMAI	10/05/2004	469876	CALIMAI	13/06/2004	471651
CALIMAI	11/05/2004	469876	SALVAJINA	13/06/2004	471651
CALIMAI	12/05/2004	469876	CALIMAI	14/06/2004	471651
<b>ALBAN</b>	15/05/2004	608140	SALVAJINA	14/06/2004	471651
SALVAJINA	15/05/2004	469876	CALIMAI	15/06/2004	471651
<b>ALBAN</b>	16/05/2004	608140	SALVAJINA	15/06/2004	471651
SALVAJINA	16/05/2004	469876	SALVAJINA	16/06/2004	471651
<b>ALBAN</b>	17/05/2004	608140	SALVAJINA	17/06/2004	471651
SALVAJINA	17/05/2004	469876	SALVAJINA	18/06/2004	471651
<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>	<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>

Junio de 2004			Julio de 2004		
SALVAJINA	19/06/2004	471651	SALVAJINA	16/07/2004	474485
<b>ALBAN</b>	20/06/2004	547779	CALIMAI	17/07/2004	474485
SALVAJINA	20/06/2004	471651	SALVAJINA	17/07/2004	474485
SALVAJINA	21/06/2004	471651	CALIMAI	18/07/2004	474485
SALVAJINA	22/06/2004	471651	SALVAJINA	18/07/2004	474485
SALVAJINA	23/06/2004	471651	CALIMAI	19/07/2004	474485
SALVAJINA	24/06/2004	471651	SALVAJINA	19/07/2004	474485
SALVAJINA	25/06/2004	471651	CALIMAI	20/07/2004	474485
URRA	25/06/2004	471651	SALVAJINA	20/07/2004	474485
<b>ALBAN</b>	26/06/2004	524369	<b>ALBAN</b>	21/07/2004	572459
SALVAJINA	26/06/2004	471651	CALIMAI	21/07/2004	474485
URRA	26/06/2004	471651	SALVAJINA	21/07/2004	474485
SALVAJINA	27/06/2004	471651	CALIMAI	22/07/2004	474485
URRA	27/06/2004	471651	SALVAJINA	22/07/2004	474485
SALVAJINA	28/06/2004	471651	CALIMAI	23/07/2004	474485
SALVAJINA	29/06/2004	471651	SALVAJINA	23/07/2004	474485
SALVAJINA	30/06/2004	471651	CALIMAI	24/07/2004	474485
<b>Julio de 2004</b>			SALVAJINA	24/07/2004	474485
<b>ALBAN</b>	04/07/2004	489416	CALIMAI	25/07/2004	474485
CALIMAI	08/07/2004	474485	SALVAJINA	25/07/2004	474485
SALVAJINA	08/07/2004	474485	CALIMAI	26/07/2004	474485
CALIMAI	09/07/2004	474485	SALVAJINA	26/07/2004	474485
SALVAJINA	09/07/2004	474485	CALIMAI	27/07/2004	474485
URRA	09/07/2004	474485	SALVAJINA	27/07/2004	474485
CALIMAI	10/07/2004	474485	CALIMAI	28/07/2004	474485
SALVAJINA	10/07/2004	474485	SALVAJINA	28/07/2004	474485
URRA	10/07/2004	474485	CALIMAI	29/07/2004	474485
<b>ALBAN</b>	11/07/2004	560944	SALVAJINA	29/07/2004	474485
CALIMAI	11/07/2004	474485	CALIMAI	30/07/2004	474485
SALVAJINA	11/07/2004	474485	SALVAJINA	30/07/2004	474485
URRA	11/07/2004	474485	CALIMAI	31/07/2004	474485
CALIMAI	12/07/2004	474485	SALVAJINA	31/07/2004	474485
SALVAJINA	12/07/2004	474485	<b>Agosto de 2004</b>		
URRA	12/07/2004	474485	SALVAJINA	01/08/2004	474485
CALIMAI	13/07/2004	474485	SALVAJINA	02/08/2004	474485
SALVAJINA	13/07/2004	474485	URRA	02/08/2004	474485
URRA	13/07/2004	474485	SALVAJINA	03/08/2004	474485
CALIMAI	14/07/2004	474485	URRA	03/08/2004	474485
SALVAJINA	14/07/2004	474485	SALVAJINA	04/08/2004	474485
<b>ALBAN</b>	15/07/2004	500997	URRA	04/08/2004	474485
CALIMAI	15/07/2004	474485	SALVAJINA	05/08/2004	474485
SALVAJINA	15/07/2004	474485	URRA	05/08/2004	474485
CALIMAI	16/07/2004	474485	SALVAJINA	06/08/2004	474485
<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>	<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>

Agosto de 2004			Septiembre de 2004		
URRA	06/08/2004	474485	URRA	23/09/2004	474485
SALVAJINA	07/08/2004	474485	SALVAJINA	24/09/2004	474485
URRA	07/08/2004	474485	URRA	24/09/2004	474485
<b>MIELI</b>	30/08/2004	475257	SALVAJINA	25/09/2004	474485
<b>Septiembre de 2004</b>			URRA	25/09/2004	474485
<b>MIELI</b>	01/09/2004	483017	SALVAJINA	26/09/2004	474485
<b>MIELI</b>	04/09/2004	506036	URRA	26/09/2004	474485
<b>ALBAN</b>	05/09/2004	561773	SALVAJINA	27/09/2004	474485
<b>MIELI</b>	05/09/2004	511262	URRA	27/09/2004	474485
CALIMAI	06/09/2004	474485	SALVAJINA	28/09/2004	474485
<b>MIELI</b>	06/09/2004	518345	URRA	28/09/2004	474485
SALVAJINA	06/09/2004	474485	SALVAJINA	29/09/2004	474485
CALIMAI	07/09/2004	474485	URRA	29/09/2004	474485
<b>MIELI</b>	07/09/2004	505082	SALVAJINA	30/09/2004	474485
SALVAJINA	07/09/2004	474485	URRA	30/09/2004	474485
<b>MIELI</b>	08/09/2004	511666	<b>Octubre de 2004</b>		
SALVAJINA	08/09/2004	474485	SALVAJINA	08/10/2004	475886
CALIMAI	09/09/2004	474485	SALVAJINA	09/10/2004	475886
<b>MIELI</b>	09/09/2004	519071	SALVAJINA	10/10/2004	475886
SALVAJINA	09/09/2004	474485	SALVAJINA	11/10/2004	475886
CALIMAI	10/09/2004	474485	SALVAJINA	12/10/2004	475886
<b>MIELI</b>	10/09/2004	474880	SALVAJINA	13/10/2004	475886
SALVAJINA	10/09/2004	474485	URRA	13/10/2004	475886
CALIMAI	11/09/2004	474485	SALVAJINA	14/10/2004	475886
SALVAJINA	11/09/2004	474485	SALVAJINA	15/10/2004	475886
CALIMAI	12/09/2004	474485	URRA	15/10/2004	475886
SALVAJINA	12/09/2004	474485	SALVAJINA	16/10/2004	475886
SALVAJINA	13/09/2004	474485	URRA	16/10/2004	475886
SALVAJINA	14/09/2004	474485	SALVAJINA	17/10/2004	475886
SALVAJINA	15/09/2004	474485	URRA	17/10/2004	475886
SALVAJINA	16/09/2004	474485	SALVAJINA	18/10/2004	475886
SALVAJINA	17/09/2004	474485	URRA	18/10/2004	475886
SALVAJINA	18/09/2004	474485	SALVAJINA	19/10/2004	475886
URRA	18/09/2004	474485	SALVAJINA	20/10/2004	475886
SALVAJINA	19/09/2004	474485	URRA	20/10/2004	475886
URRA	19/09/2004	474485	SALVAJINA	21/10/2004	475886
SALVAJINA	20/09/2004	474485	URRA	21/10/2004	475886
URRA	20/09/2004	474485	SALVAJINA	22/10/2004	475886
SALVAJINA	21/09/2004	474485	URRA	22/10/2004	475886
URRA	21/09/2004	474485	SALVAJINA	23/10/2004	475886
SALVAJINA	22/09/2004	474485	URRA	23/10/2004	475886
URRA	22/09/2004	474485	SALVAJINA	24/10/2004	475886
SALVAJINA	23/09/2004	474485	SALVAJINA	25/10/2004	475886
<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>	<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>

Octubre de 2004			Diciembre de 2004		
SALVAJINA	26/10/2004	475886	SALVAJINA	24/12/2004	477163
SALVAJINA	27/10/2004	475886	URRA	24/12/2004	477163
URRA	27/10/2004	475886	SALVAJINA	25/12/2004	477163
SALVAJINA	28/10/2004	475886	URRA	25/12/2004	477163
URRA	28/10/2004	475886	SALVAJINA	26/12/2004	477163
SALVAJINA	29/10/2004	475886	URRA	26/12/2004	477163
URRA	29/10/2004	475886	SALVAJINA	27/12/2004	477163
SALVAJINA	30/10/2004	475886	SALVAJINA	28/12/2004	477163
URRA	30/10/2004	475886	SALVAJINA	29/12/2004	477163
SALVAJINA	31/10/2004	475886	URRA	29/12/2004	477163
Noviembre de 2004			SALVAJINA	30/12/2004	477163
SALVAJINA	01/11/2004	475886	URRA	30/12/2004	477163
SALVAJINA	02/11/2004	475886	SALVAJINA	31/12/2004	477163
URRA	02/11/2004	475886	Enero de 2005		
SALVAJINA	03/11/2004	475886	SALVAJINA	06/01/2005	478595
URRA	03/11/2004	475886	URRA	06/01/2005	478595
SALVAJINA	04/11/2004	475886	SALVAJINA	07/01/2005	478595
Diciembre de 2004			URRA	07/01/2005	478595
SALVAJINA	08/12/2004	477163	SALVAJINA	08/01/2005	478595
URRA	08/12/2004	477163	URRA	08/01/2005	478595
SALVAJINA	09/12/2004	477163	SALVAJINA	09/01/2005	478595
URRA	09/12/2004	477163	URRA	09/01/2005	478595
SALVAJINA	10/12/2004	477163	SALVAJINA	10/01/2005	478595
URRA	10/12/2004	477163	URRA	10/01/2005	478595
SALVAJINA	11/12/2004	477163	SALVAJINA	11/01/2005	478595
SALVAJINA	12/12/2004	477163	URRA	11/01/2005	478595
SALVAJINA	13/12/2004	477163	SALVAJINA	12/01/2005	478595
SALVAJINA	14/12/2004	477163	URRA	12/01/2005	478595
SALVAJINA	15/12/2004	477163	SALVAJINA	13/01/2005	478595
URRA	15/12/2004	477163	URRA	13/01/2005	478595
SALVAJINA	16/12/2004	477163	SALVAJINA	14/01/2005	478595
URRA	16/12/2004	477163	URRA	14/01/2005	478595
SALVAJINA	17/12/2004	477163	SALVAJINA	15/01/2005	478595
SALVAJINA	18/12/2004	477163	URRA	15/01/2005	478595
SALVAJINA	19/12/2004	477163	SALVAJINA	16/01/2005	478595
SALVAJINA	20/12/2004	477163	URRA	16/01/2005	478595
URRA	20/12/2004	477163	SALVAJINA	17/01/2005	478595
SALVAJINA	21/12/2004	477163	URRA	17/01/2005	478595
URRA	21/12/2004	477163	SALVAJINA	18/01/2005	478595
SALVAJINA	22/12/2004	477163	URRA	24/01/2005	478595
URRA	22/12/2004	477163	URRA	25/01/2005	478595
SALVAJINA	23/12/2004	477163	URRA	26/01/2005	478595
URRA	23/12/2004	477163	URRA	27/01/2005	478595
Nombre del Generador	Fecha del Atípico	Precio de Oferta	Nombre del Generador	Fecha del Atípico	Precio de Oferta

Enero de 2005			Abril de 2005		
URRA	28/01/2005	478595	URRA	08/04/2005	491237
URRA	29/01/2005	478595	<b>ALBAN</b>	09/04/2005	635786
<b>ALBAN</b>	30/01/2005	502913	URRA	09/04/2005	491237
URRA	30/01/2005	478595	URRA	10/04/2005	491237
URRA	31/01/2005	478595	CALIMAI	12/04/2005	491237
<b>Febrero de 2005</b>			CALIMAI	13/04/2005	491237
URRA	06/02/2005	482550	CALIMAI	14/04/2005	491237
<b>ALBAN</b>	07/02/2005	502997	CALIMAI	15/04/2005	491237
URRA	07/02/2005	482550	CALIMAI	16/04/2005	491237
<b>ALBAN</b>	08/02/2005	621217	CALIMAI	17/04/2005	491237
<b>ALBAN</b>	09/02/2005	624543	CALIMAI	18/04/2005	491237
URRA	11/02/2005	482550	URRA	18/04/2005	491237
URRA	12/02/2005	482550	CALIMAI	19/04/2005	491237
URRA	13/02/2005	482550	URRA	19/04/2005	491237
URRA	26/02/2005	482550	CALIMAI	20/04/2005	491237
URRA	27/02/2005	482550	URRA	20/04/2005	491237
<b>Marzo de 2005</b>			CALIMAI	21/04/2005	491237
URRA	06/03/2005	487470	URRA	21/04/2005	491237
URRA	07/03/2005	487470	CALIMAI	22/04/2005	491237
URRA	08/03/2005	487470	URRA	22/04/2005	491237
URRA	09/03/2005	487470	CALIMAI	23/04/2005	491237
URRA	10/03/2005	487470	URRA	23/04/2005	491237
URRA	11/03/2005	487470	CALIMAI	24/04/2005	491237
URRA	12/03/2005	487470	CALIMAI	25/04/2005	491237
URRA	13/03/2005	487470	CALIMAI	26/04/2005	491237
URRA	15/03/2005	487470	URRA	26/04/2005	491237
URRA	17/03/2005	487470	CALIMAI	27/04/2005	491237
URRA	19/03/2005	487470	CALIMAI	28/04/2005	491237
URRA	20/03/2005	487470	CALIMAI	29/04/2005	491237
URRA	21/03/2005	487470	CALIMAI	30/04/2005	491237
URRA	22/03/2005	487470	URRA	30/04/2005	491237
URRA	23/03/2005	487470	<b>Mayo de 2005</b>		
URRA	24/03/2005	487470	CALIMAI	05/05/2005	493386
URRA	25/03/2005	487470	URRA	05/05/2005	493386
URRA	26/03/2005	487470	CALIMAI	06/05/2005	493386
URRA	27/03/2005	487470	URRA	06/05/2005	493386
URRA	28/03/2005	487470	CALIMAI	07/05/2005	493386
URRA	29/03/2005	487470	URRA	07/05/2005	493386
URRA	30/03/2005	487470	CALIMAI	08/05/2005	493386
URRA	31/03/2005	487470	URRA	08/05/2005	493386
<b>Abril de 2005</b>			CALIMAI	09/05/2005	493386
<b>ALBAN</b>	06/04/2005	630910	URRA	09/05/2005	493386
URRA	07/04/2005	491237	CALIMAI	10/05/2005	493386
<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>	<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>

Mayo de 2005			Junio de 2005		
URRA	10/05/2005	493386	URRA	19/06/2005	495410
CALIMAI	11/05/2005	493386	URRA	20/06/2005	495410
URRA	11/05/2005	493386	CALIMAI	22/06/2005	495410
CALIMAI	12/05/2005	493386	CALIMAI	24/06/2005	495410
SALVAJINA	12/05/2005	493386	CALIMAI	25/06/2005	495410
CALIMAI	13/05/2005	493386	CALIMAI	26/06/2005	495410
SALVAJINA	13/05/2005	493386	CALIMAI	27/06/2005	495410
<b>ALBAN</b>	14/05/2005	638567	<b>Julio de 2005</b>		
CALIMAI	14/05/2005	493386	CALIMAI	09/07/2005	497403
SALVAJINA	14/05/2005	493386	URRA	09/07/2005	497403
CALIMAI	15/05/2005	493386	CALIMAI	10/07/2005	497403
SALVAJINA	15/05/2005	493386	SALVAJINA	10/07/2005	497403
CALIMAI	16/05/2005	493386	URRA	10/07/2005	497403
SALVAJINA	16/05/2005	493386	<b>ALBAN</b>	11/07/2005	596754
CALIMAI	17/05/2005	493386	URRA	11/07/2005	497403
SALVAJINA	17/05/2005	493386	SALVAJINA	12/07/2005	497403
SALVAJINA	18/05/2005	493386	<b>ALBAN</b>	13/07/2005	517958
CALIMAI	19/05/2005	493386	SALVAJINA	13/07/2005	497403
SALVAJINA	19/05/2005	493386	<b>ALBAN</b>	14/07/2005	550165
CALIMAI	20/05/2005	493386	SALVAJINA	14/07/2005	497403
CALIMAI	21/05/2005	493386	<b>ALBAN</b>	15/07/2005	510782
CALIMAI	22/05/2005	493386	SALVAJINA	15/07/2005	497403
CALIMAI	23/05/2005	493386	<b>ALBAN</b>	16/07/2005	539476
CALIMAI	24/05/2005	493386	SALVAJINA	16/07/2005	497403
CALIMAI	26/05/2005	493386	<b>ALBAN</b>	17/07/2005	570331
<b>ALBAN</b>	27/05/2005	511056	SALVAJINA	17/07/2005	497403
CALIMAI	27/05/2005	493386	<b>ALBAN</b>	18/07/2005	536244
<b>ALBAN</b>	28/05/2005	556563	SALVAJINA	18/07/2005	497403
CALIMAI	28/05/2005	493386	<b>ALBAN</b>	19/07/2005	523639
CALIMAI	29/05/2005	493386	SALVAJINA	19/07/2005	497403
CALIMAI	30/05/2005	493386	<b>ALBAN</b>	20/07/2005	524967
CALIMAI	31/05/2005	493386	SALVAJINA	20/07/2005	497403
<b>Junio de 2005</b>			SALVAJINA	21/07/2005	497403
CALIMAI	05/06/2005	495410	SALVAJINA	22/07/2005	497403
CALIMAI	06/06/2005	495410	<b>ALBAN</b>	23/07/2005	534077
CALIMAI	07/06/2005	495410	SALVAJINA	23/07/2005	497403
CALIMAI	08/06/2005	495410	URRA	23/07/2005	497403
CALIMAI	09/06/2005	495410	CALIMAI	24/07/2005	497403
CALIMAI	10/06/2005	495410	SALVAJINA	24/07/2005	497403
CALIMAI	11/06/2005	495410	URRA	24/07/2005	497403
CALIMAI	12/06/2005	495410	CALIMAI	25/07/2005	497403
CALIMAI	13/06/2005	495410	SALVAJINA	25/07/2005	497403
URRA	18/06/2005	495410	<b>ALBAN</b>	26/07/2005	643766
<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>	<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>

Julio de 2005			Agosto de 2005		
SALVAJINA	26/07/2005	497403	CALIMAI	20/08/2005	497621
<b>ALBAN</b>	27/07/2005	643766	SALVAJINA	20/08/2005	497621
SALVAJINA	27/07/2005	497403	URRA	20/08/2005	497621
<b>ALBAN</b>	28/07/2005	643766	<b>ALBAN</b>	21/08/2005	635385
SALVAJINA	28/07/2005	497403	CALIMAI	21/08/2005	497621
<b>ALBAN</b>	29/07/2005	503449	SALVAJINA	21/08/2005	497621
SALVAJINA	29/07/2005	497403	URRA	21/08/2005	497621
SALVAJINA	30/07/2005	497403	<b>ALBAN</b>	22/08/2005	526591
CALIMAI	31/07/2005	497403	SALVAJINA	22/08/2005	497621
SALVAJINA	31/07/2005	497403	CALIMAI	23/08/2005	497621
<b>Agosto de 2005</b>			SALVAJINA	23/08/2005	497621
CALIMAI	06/08/2005	497621	CALIMAI	24/08/2005	497621
SALVAJINA	06/08/2005	497621	SALVAJINA	24/08/2005	497621
CALIMAI	07/08/2005	497621	<b>ALBAN</b>	25/08/2005	632374
SALVAJINA	07/08/2005	497621	CALIMAI	25/08/2005	497621
CALIMAI	08/08/2005	497621	PRADO	25/08/2005	564504
SALVAJINA	08/08/2005	497621	SALVAJINA	25/08/2005	497621
CALIMAI	09/08/2005	497621	CALIMAI	26/08/2005	497621
SALVAJINA	09/08/2005	497621	PRADO	26/08/2005	564459
CALIMAI	10/08/2005	497621	SALVAJINA	26/08/2005	497621
SALVAJINA	10/08/2005	497621	<b>ALBAN</b>	27/08/2005	547442
SALVAJINA	11/08/2005	497621	CALIMAI	27/08/2005	497621
URRA	11/08/2005	497621	PRADO	27/08/2005	564459
CALIMAI	12/08/2005	497621	SALVAJINA	27/08/2005	497621
SALVAJINA	12/08/2005	497621	URRA	27/08/2005	497621
URRA	12/08/2005	497621	<b>ALBAN</b>	28/08/2005	517635
<b>ALBAN</b>	13/08/2005	560368	CALIMAI	28/08/2005	497621
CALIMAI	13/08/2005	497621	SALVAJINA	28/08/2005	497621
SALVAJINA	13/08/2005	497621	<b>ALBAN</b>	29/08/2005	554658
URRA	13/08/2005	497621	CALIMAI	29/08/2005	497621
<b>ALBAN</b>	14/08/2005	577693	SALVAJINA	29/08/2005	497621
CALIMAI	14/08/2005	497621	<b>ALBAN</b>	30/08/2005	586131
SALVAJINA	14/08/2005	497621	CALIMAI	30/08/2005	497621
URRA	14/08/2005	497621	SALVAJINA	30/08/2005	497621
CALIMAI	15/08/2005	497621	<b>ALBAN</b>	31/08/2005	576131
SALVAJINA	15/08/2005	497621	CALIMAI	31/08/2005	497621
URRA	15/08/2005	497621	SALVAJINA	31/08/2005	497621
CALIMAI	16/08/2005	497621	<b>Septiembre de 2005</b>		
SALVAJINA	16/08/2005	497621	<b>ALBAN</b>	01/09/2005	588681
SALVAJINA	17/08/2005	497621	<b>ALBAN</b>	02/09/2005	644048
SALVAJINA	18/08/2005	497621	<b>ALBAN</b>	03/09/2005	644048
CALIMAI	19/08/2005	497621	<b>ALBAN</b>	04/09/2005	537578
SALVAJINA	19/08/2005	497621	SALVAJINA	04/09/2005	497652
<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>	<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>

Septiembre de 2005			Septiembre de 2005		
SALVAJINA	05/09/2005	497652	URRA	21/09/2005	497652
SALVAJINA	06/09/2005	497652	<b>ALBAN</b>	22/09/2005	562140
SALVAJINA	07/09/2005	497652	CALIMAI	22/09/2005	497652
SALVAJINA	08/09/2005	497652	<b>MIELI</b>	22/09/2005	497652
SALVAJINA	09/09/2005	497652	SALVAJINA	22/09/2005	497652
CALIMAI	10/09/2005	497652	URRA	22/09/2005	497652
SALVAJINA	10/09/2005	497652	<b>ALBAN</b>	23/09/2005	499739
URRA	10/09/2005	497652	<b>MIELI</b>	23/09/2005	498155
CALIMAI	11/09/2005	497652	CALIMAI	23/09/2005	497652
SALVAJINA	11/09/2005	497652	SALVAJINA	23/09/2005	497652
URRA	11/09/2005	497652	URRA	23/09/2005	497652
CALIMAI	12/09/2005	497652	<b>ALBAN</b>	24/09/2005	505895
SALVAJINA	12/09/2005	497652	<b>MIELI</b>	24/09/2005	509345
URRA	12/09/2005	497652	CALIMAI	24/09/2005	497652
CALIMAI	13/09/2005	497652	SALVAJINA	24/09/2005	497652
SALVAJINA	13/09/2005	497652	URRA	24/09/2005	497652
URRA	13/09/2005	497652	<b>MIELI</b>	25/09/2005	499174
<b>ALBAN</b>	14/09/2005	533435	CALIMAI	25/09/2005	497652
CALIMAI	14/09/2005	497652	SALVAJINA	25/09/2005	497652
SALVAJINA	14/09/2005	497652	URRA	25/09/2005	497652
URRA	14/09/2005	497652	<b>MIELI</b>	26/09/2005	499009
<b>ALBAN</b>	15/09/2005	526982	CALIMAI	26/09/2005	497652
CALIMAI	15/09/2005	497652	SALVAJINA	26/09/2005	497652
SALVAJINA	15/09/2005	497652	URRA	26/09/2005	497652
<b>ALBAN</b>	16/09/2005	536130	<b>ALBAN</b>	27/09/2005	527884
CALIMAI	16/09/2005	497652	CALIMAI	27/09/2005	497652
SALVAJINA	16/09/2005	497652	<b>MIELI</b>	27/09/2005	497652
<b>ALBAN</b>	17/09/2005	536504	SALVAJINA	27/09/2005	497652
CALIMAI	17/09/2005	497652	CALIMAI	28/09/2005	497652
SALVAJINA	17/09/2005	497652	<b>MIELI</b>	28/09/2005	497652
<b>ALBAN</b>	18/09/2005	533973	SALVAJINA	28/09/2005	497652
CALIMAI	18/09/2005	497652	CALIMAI	29/09/2005	497652
SALVAJINA	18/09/2005	497652	<b>MIELI</b>	29/09/2005	497652
<b>ALBAN</b>	19/09/2005	538199	SALVAJINA	29/09/2005	497652
CALIMAI	19/09/2005	497652	CALIMAI	30/09/2005	497652
SALVAJINA	19/09/2005	497652	<b>MIELI</b>	30/09/2005	497652
<b>ALBAN</b>	20/09/2005	524173	SALVAJINA	30/09/2005	497652
CALIMAI	20/09/2005	497652	<b>Octubre de 2005</b>		
SALVAJINA	20/09/2005	497652	<b>ALBAN</b>	02/10/2005	529367
URRA	20/09/2005	497652	CALIMAI	07/10/2005	499769
CALIMAI	21/09/2005	497652	<b>MIELI</b>	07/10/2005	499769
<b>MIELI</b>	21/09/2005	497652	SALVAJINA	07/10/2005	499769
SALVAJINA	21/09/2005	497652	CALIMAI	08/10/2005	499769
<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>	<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>

Octubre de 2005			Octubre de 2005		
<b>MIELI</b>	08/10/2005	499769	<b>ALBAN</b>	21/10/2005	516534
SALVAJINA	08/10/2005	499769	CALIMAI	21/10/2005	499769
<b>ALBAN</b>	09/10/2005	531413	<b>MIELI</b>	21/10/2005	499769
CALIMAI	09/10/2005	499769	SALVAJINA	21/10/2005	499769
<b>MIELI</b>	09/10/2005	499769	CALIMAI	22/10/2005	499769
SALVAJINA	09/10/2005	499769	<b>MIELI</b>	22/10/2005	499769
CALIMAI	10/10/2005	499769	SALVAJINA	22/10/2005	499769
<b>MIELI</b>	10/10/2005	499769	CALIMAI	23/10/2005	499769
SALVAJINA	10/10/2005	499769	<b>MIELI</b>	23/10/2005	499769
CALIMAI	11/10/2005	499769	SALVAJINA	23/10/2005	499769
<b>MIELI</b>	11/10/2005	499769	CALIMAI	24/10/2005	499769
SALVAJINA	11/10/2005	499769	<b>MIELI</b>	24/10/2005	499769
<b>ALBAN</b>	12/10/2005	499983	SALVAJINA	24/10/2005	499769
CALIMAI	12/10/2005	499769	CALIMAI	25/10/2005	499769
<b>MIELI</b>	12/10/2005	499769	<b>MIELI</b>	25/10/2005	499769
SALVAJINA	12/10/2005	499769	SALVAJINA	25/10/2005	499769
CALIMAI	13/10/2005	499769	CALIMAI	26/10/2005	499769
<b>MIELI</b>	13/10/2005	499769	SALVAJINA	26/10/2005	499769
SALVAJINA	13/10/2005	499769	CALIMAI	27/10/2005	499769
CALIMAI	14/10/2005	499769	<b>MIELI</b>	27/10/2005	499769
<b>MIELI</b>	14/10/2005	499769	SALVAJINA	27/10/2005	499769
SALVAJINA	14/10/2005	499769	<b>ALBAN</b>	28/10/2005	507168
CALIMAI	15/10/2005	499769	CALIMAI	28/10/2005	499769
<b>MIELI</b>	15/10/2005	499769	<b>MIELI</b>	28/10/2005	499769
SALVAJINA	15/10/2005	499769	SALVAJINA	28/10/2005	499769
URRA	15/10/2005	499769	CALIMAI	29/10/2005	499769
CALIMAI	16/10/2005	499769	<b>MIELI</b>	29/10/2005	499769
<b>MIELI</b>	16/10/2005	499769	SALVAJINA	29/10/2005	499769
SALVAJINA	16/10/2005	499769	URRA	29/10/2005	499769
URRA	16/10/2005	499769	CALIMAI	30/10/2005	499769
CALIMAI	17/10/2005	499769	<b>MIELI</b>	30/10/2005	499769
<b>MIELI</b>	17/10/2005	499769	SALVAJINA	30/10/2005	499769
SALVAJINA	17/10/2005	499769	CALIMAI	31/10/2005	499769
URRA	17/10/2005	499769	<b>MIELI</b>	31/10/2005	499769
CALIMAI	18/10/2005	499769	SALVAJINA	31/10/2005	499769
<b>MIELI</b>	18/10/2005	499769	<b>Noviembre de 2005</b>		
SALVAJINA	18/10/2005	499769	<b>ALBAN</b>	01/11/2005	521897
CALIMAI	19/10/2005	499769	CALIMAI	05/11/2005	500921
<b>MIELI</b>	19/10/2005	499769	SALVAJINA	05/11/2005	500921
SALVAJINA	19/10/2005	499769	CALIMAI	06/11/2005	500921
CALIMAI	20/10/2005	499769	SALVAJINA	06/11/2005	500921
<b>MIELI</b>	20/10/2005	499769	CALIMAI	07/11/2005	500921
SALVAJINA	20/10/2005	499769	SALVAJINA	07/11/2005	500921
<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>	<b>Nombre del Generador</b>	<b>Fecha del Atípico</b>	<b>Precio de Oferta</b>

Noviembre de 2005			Noviembre de 2005		
CALIMAI	08/11/2005	500921	SALVAJINA	26/11/2005	500921
SALVAJINA	08/11/2005	500921	URRA	26/11/2005	500921
URRA	08/11/2005	500921	SALVAJINA	27/11/2005	500921
CALIMAI	09/11/2005	500921	URRA	27/11/2005	500921
SALVAJINA	09/11/2005	500921	SALVAJINA	28/11/2005	500921
URRA	09/11/2005	500921	URRA	28/11/2005	500921
CALIMAI	10/11/2005	500921	SALVAJINA	29/11/2005	500921
SALVAJINA	10/11/2005	500921	URRA	29/11/2005	500921
URRA	10/11/2005	500921	SALVAJINA	30/11/2005	500921
CALIMAI	11/11/2005	500921	URRA	30/11/2005	500921
SALVAJINA	11/11/2005	500921	<b>Diciembre de 2005</b>		
CALIMAI	12/11/2005	500921	SALVAJINA	05/12/2005	501482
SALVAJINA	12/11/2005	500921	GUATRON	06/12/2005	628793
CALIMAI	13/11/2005	500921	SALVAJINA	06/12/2005	501482
SALVAJINA	13/11/2005	500921	SALVAJINA	07/12/2005	501482
CALIMAI	14/11/2005	500921	URRA	07/12/2005	501482
SALVAJINA	14/11/2005	500921	SALVAJINA	08/12/2005	501482
CALIMAI	15/11/2005	500921	URRA	08/12/2005	501482
SALVAJINA	15/11/2005	500921	SALVAJINA	09/12/2005	501482
URRA	15/11/2005	500921	URRA	09/12/2005	501482
CALIMAI	16/11/2005	500921	SALVAJINA	10/12/2005	501482
SALVAJINA	16/11/2005	500921	URRA	10/12/2005	501482
URRA	16/11/2005	500921	<b>ALBAN</b>	11/12/2005	519518
CALIMAI	17/11/2005	500921	SALVAJINA	11/12/2005	501482
SALVAJINA	17/11/2005	500921	URRA	11/12/2005	501482
CALIMAI	18/11/2005	500921	<b>ALBAN</b>	12/12/2005	533805
SALVAJINA	18/11/2005	500921	SALVAJINA	12/12/2005	501482
CALIMAI	19/11/2005	500921	URRA	12/12/2005	501482
SALVAJINA	19/11/2005	500921	<b>ALBAN</b>	13/12/2005	533805
CALIMAI	20/11/2005	500921	SALVAJINA	13/12/2005	501482
SALVAJINA	20/11/2005	500921	URRA	13/12/2005	501482
CALIMAI	21/11/2005	500921	<b>ALBAN</b>	14/12/2005	554283
SALVAJINA	21/11/2005	500921	SALVAJINA	14/12/2005	501482
URRA	21/11/2005	500921	URRA	14/12/2005	501482
CALIMAI	22/11/2005	500921	<b>ALBAN</b>	15/12/2005	523327
SALVAJINA	22/11/2005	500921	SALVAJINA	15/12/2005	501482
URRA	22/11/2005	500921	URRA	15/12/2005	501482
CALIMAI	23/11/2005	500921	<b>ALBAN</b>	16/12/2005	508566
SALVAJINA	23/11/2005	500921	SALVAJINA	16/12/2005	501482
URRA	23/11/2005	500921	URRA	16/12/2005	501482
SALVAJINA	24/11/2005	500921	SALVAJINA	17/12/2005	501482
URRA	24/11/2005	500921	URRA	17/12/2005	501482
SALVAJINA	25/11/2005	500921	<b>ALBAN</b>	18/12/2005	535709

Nombre	Fecha	Precio	Nombre	Fecha	Precio
--------	-------	--------	--------	-------	--------

del Generador	del Atípico	de Oferta	del Generador	del Atípico	de Oferta
<b>Diciembre de 2005</b>			<b>Diciembre de 2005</b>		
SALVAJINA	18/12/2005	501482	<b>SANCARLOS</b>	24/12/2005	519234
URRA	18/12/2005	501482	URRA	24/12/2005	501482
SALVAJINA	19/12/2005	501482	SALVAJINA	25/12/2005	501482
URRA	19/12/2005	501482	URRA	25/12/2005	501482
SALVAJINA	20/12/2005	501482	SALVAJINA	26/12/2005	501482
URRA	20/12/2005	501482	URRA	26/12/2005	501482
<b>ALBAN</b>	21/12/2005	505710	SALVAJINA	27/12/2005	501482
SALVAJINA	21/12/2005	501482	URRA	27/12/2005	501482
URRA	21/12/2005	501482	SALVAJINA	28/12/2005	501482
SALVAJINA	22/12/2005	501482	URRA	28/12/2005	501482
URRA	22/12/2005	501482	URRA	29/12/2005	501482
<b>ALBAN</b>	23/12/2005	510471	<b>ALBAN</b>	30/12/2005	524279
SALVAJINA	23/12/2005	501482	URRA	30/12/2005	501482
URRA	23/12/2005	501482	<b>ALBAN</b>	31/12/2005	518088
SALVAJINA	24/12/2005	501482	URRA	31/12/2005	501482

Fuente. XM (Expertos en mercados), Base de datos Neón.

## **ANEXO B. BASE DE DATOS**

### **B.1 GENERALIDADES**

Se puede decir que una base de datos es un instrumento de almacenamiento organizado de datos, el cual se encarga de ordenar la información relacionada, eliminando así la redundancia perjudicial e innecesaria. Además establece una representación lógica para un fácil acceso y recuperación de la información<sup>17</sup>.

Las ventajas principales de almacenar la información en una base de datos son las siguientes:

- Los datos son almacenados de tal manera que sean independientes de los programas que los usan.
- Presentan un entorno común y controlado para agregar nuevos datos, actualizarlos o eliminarlos.

Dado que las bases de datos permiten la definición y almacenamiento de la información, pero estas requieren de sistemas manejadores de bases de datos para su gestión, se selecciono el sistema Microsoft® Access para esta tarea, debido a la disponibilidad que se tiene de esta herramienta, ya que viene junto con el paquete de Office que ofrece Windows en su sistema operativo, lo que la hace económica debido a que no es necesaria la inversión de recursos adicionales en la adquisición de esta herramienta. Además por el entorno amigable que trabaja el software Microsoft® Access se hace relativamente sencillo el realizar las diversas consultas que se requieran.

### **B.2 MICROSOFT ACCESS**

Microsoft® Access es un sistema de gestión de bases de datos relacionales que permite almacenar y recuperar la información, de acuerdo con las relaciones que se hayan establecido, en las tablas de una base de datos.

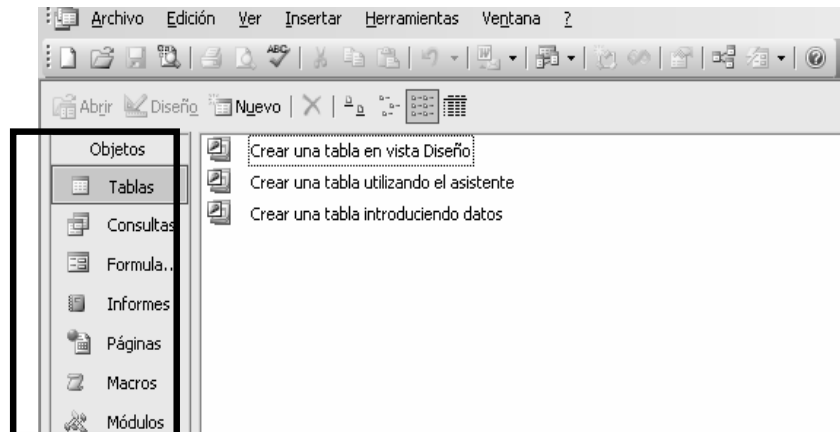
Por medio de Access, se puede administrar toda la información desde un único archivo. Dentro del archivo, los datos se pueden subdividir en tablas, estos datos pueden ser actualizados o complementados por medio de formularios, o simplemente revisados por medio de consultas.

En este trabajo no se dará gran profundidad a las diferentes herramientas que tiene Microsoft® Access, ya que muchas de estas no tienen una marcada aplicación en el proyecto o simplemente no la tienen. Se centrará la atención en el uso de las tablas y las consultas, ya que con estas herramientas es en últimas que se almacenan y se revisan los datos.

Las herramientas que utiliza Microsoft® Access para llevar a cabo la gestión de la información almacenada en una base de datos se componen de objetos. El término objeto se refiere a cada uno de los elementos que están en el sector izquierdo de la figura B1 (zona encerrada).

---

<sup>17</sup> Dirección general de la policía (Área de información), Access 2000 (curso de iniciación), España 2002.



**FIGURA B1. Ambiente de trabajo de Access**

Cada uno de los objetos se puede definir de la siguiente forma:

**B.2.1 Tabla.** Es el lugar donde se almacenan datos específicos de un objeto particular i.e. productos o proveedores. La utilización de una tabla diferente para cada tema significa que se almacenan los datos sólo una vez, lo cual hace aumentar la eficacia de la base de datos, y reduce errores de entrada de datos. Los datos de la tabla se representan en columnas (campos) y filas (registros)<sup>18</sup>.

**B.2.2 Consulta.** Una consulta es un mecanismo de búsqueda y actualización de los datos almacenados en las tablas, en otras palabras permiten filtrar datos de una tabla mostrando solo aquellos que cumplen los criterios especificados.

Los datos que satisfacen los criterios de búsqueda establecidos pueden provenir de una o varias tablas. Las consultas se pueden usar para ver, modificar y analizar datos de formas diferentes. También pueden utilizarse como el origen de registros para formularios, informes y páginas de acceso a datos.

Las consultas se pueden realizar de dos formas, en la vista de diseño de Microsoft® Access (mostrada en la figura B2) o en un lenguaje de consultas denominado SQL (Structured Query Language).

<sup>18</sup> Cary Prague, Michael Irwin, Access 2002 Bible, Hungry Minds, New York, USA 2004.



**FIGURA B2. Vista de diseño de consultas en Access.**

En general, las consultas creadas en la base de datos, se realizaron en la vista de diseño, lo que facilita la interacción con el usuario, sin necesidad de que este conozca el código SQL.

Como se puede apreciar en la figura B2, en la vista de diseño existe una zona en la que se agregan las tablas que se desean consultar y otra donde se especifican los parámetros de la consulta, los cuales se pueden variar dependiendo de las necesidades.

Existen varios tipos de consulta y dependiendo de cada uno de ellos, se tienen parámetros diferentes:

- Consultas de selección. Son las consultas que extraen o muestran únicamente los datos que le son especificados. Una vez obtenido el resultado se pueden consultar los datos para ser modificados. Los parámetros de esta consulta son: el nombre del campo, el nombre de la tabla (que debe ser insertada con anterioridad en la zona de tablas), el orden en que se desean visualizar los datos (ascendente o descendente), una casilla de verificación donde se especifica si se desea mostrar el campo consultado, los criterios de la consulta, i.e. > 100 arroja los datos guardados en el campo especificado que sean mayores a 100.
- Consultas de acción. Son consultas que realizan cambios en muchos registros en una sola operación. Existen varios tipos de consultas de acción: De eliminación, de actualización, de datos anexados y de creación de tablas.
  - Consultas de eliminación. Son consultas que eliminan de una tabla los registros que cumplen los criterios especificados. Los parámetros de esta consulta son: el nombre del campo, el nombre de la tabla, el rango de eliminación (donde o desde) y los criterios de la consulta.
  - Consultas de actualización. Son consultas que modifican de una tabla los registros que cumplen los criterios especificados. Los parámetros de esta consulta son: el nombre del campo, el nombre de la tabla, el valor al cual se desea actualizar y los criterios de la consulta (el valor que se desea actualizar).
  - Consultas de datos anexados. Son consultas que añaden registros de una tabla al final de otra tabla. Los parámetros de esta consulta son: la tabla en donde se anexarán los nuevos registros, el nombre del campo, el nombre de la tabla, el orden en que se desean visualizar los datos (ascendente o descendente), el campo donde se anexarán los datos, los criterios de la consulta.

Consultas de creación de tablas. Son consultas que crean una nueva tabla a partir de registros de otra. Los parámetros de esta consulta son: el nombre de la tabla que se va a crear con los registros consultados, el nombre del campo, el nombre de la tabla, el orden en que se desean visualizar los datos (ascendente o descendente), una casilla de verificación donde se especifica si se desea mostrar el campo consultado, los criterios de la consulta.

**B.2.3 Formulario.** Un formulario es un diseño personalizado para introducir, modificar y ver los registros de una base de datos. Al diseñar un formulario se especifica la posición y colores para resaltar datos, la presentación de mensajes y la posibilidad de introducir datos en varias tablas a la vez.

**B.2.4 Páginas.** Una página de acceso a datos es un tipo especial de página Web diseñada para ver datos y trabajar con ellos desde Internet o desde una intranet; los datos están almacenados en una base de datos de Microsoft Access o en una base de datos de Microsoft SQL Server. La página de acceso a datos también puede incluir datos de otros orígenes como, por ejemplo, Microsoft Excel.

**B.2.5 Informes.** Un informe es un objeto que permite imprimir registros con un diseño personalizado. Un informe es un método eficaz de presentar los datos en formato impreso.

**B.2.6 Macros.** Una macro es un conjunto de una o más acciones las cuales realizan una operación determinada, tal como abrir un formulario o imprimir un informe. Las macros pueden ayudar a automatizar las tareas comunes.

### **B.3 BASE DE DATOS DEL PROYECTO**

Durante el desarrollo de este proyecto se diseñó una base de datos donde se almacenó toda la información obtenida con respecto a la operación del mercado de energía colombiano (precio de contratos, reconciliaciones, inflexibilidades, nivel de los embalses y de la curva de demanda residual) en los años 2003, 2004 y 2005, cumpliendo de esta forma el segundo objetivo específico planteado en esta tesis. Además con el diseño de esta base de datos, se cuenta con una herramienta adecuada para poder acceder de forma rápida y precisa a la información requerida al momento de procesar los datos con la red neuronal.

**B.3.1 Descripción de las tablas de la base de datos.** Como se menciona en la sección B2, los datos pueden ser almacenados en tablas diferentes para cada tema lo que aumenta la eficacia de la base de datos. Por este hecho, se crearon tablas diferentes para cada una de las variables del mercado, estas tablas y los campos (columnas) que las componen se presentan a continuación:

**B.3.1.1 Contratos.** Esta tabla contiene la información referente a las transacciones que realizan por medio de contratos a largo plazo los diferentes agentes generadores. Los campos que se encuentran en esta tabla son:

- *Fecha*. En este campo se archiva la fecha de la operación realizada.
- *Agente*. En este campo se guardan las iniciales que describen al agente generador de interés, para conocer cada una de ellas se puede hacer referencia a la tabla generador.
- *Ventas\_en\_miles\_de\_pesos*. En este campo se guarda el valor en miles de pesos de los ingresos que por concepto de contratos recibió determinado agente.
- *Ventas\_en\_Mwh*. En este campo se encuentra la cantidad de energía en MWh que se entregó por concepto de contratos en un día determinado.
- *Precio\_promedio\_MWh*. En este campo se encuentra el precio promedio por MWh que cobró un agente determinado, afectado este por el costo equivalente en energía (CEE) y por el factor inflacionario (IPP)
 
$$Pp = \left( \frac{\text{ventas\_en\_miles\_de\_pesos}}{\text{ventas\_en\_Mwh}} \right) \left[ (Pp - CEE) * \frac{IPP_{mes}}{IPP_{dic2005}} \right].$$

B.3.1.2 Demanda. Esta tabla contiene la información referente a las diferentes demandas presentadas durante el día (máxima, mediana, mínima) en MWh. Los campos que se encuentran en esta tabla son:

- *Fecha*.
- *DemMin*. En este campo se guarda el valor de la demanda mínima presentada durante el día en MWh.
- *DemMedn*. En este campo se guarda el valor de la demanda mediana calculada para el día en MWh.
- *DemMax*. En este campo se guarda el valor de la demanda máxima presentada durante el día en MWh.

B.3.1.3 Embalse. Esta tabla contiene la información del nivel en energía (MWh) de algunos de los embalses más importantes que utilizan las plantas hidráulicas para la generación. Los campos que se encuentran en esta tabla son:

- *Fecha*.
- *Total sistema*. Este campo contiene la información de la sumatoria de los niveles de los embalses en energía (MWh) de todo el sistema.
- Los demás campos hacen referencia a los niveles del embalse en energía (MWh) para cada uno de los embalses señalados en el nombre del campo.

B.3.1.4 Factores. Esta tabla contiene la información de factores que pueden afectar los diferentes precios como lo son el CEE y el IPP. Los campos que se encuentran en esta tabla son:

- *ID*. Este campo guarda un número que identifica cada uno de los meses, partiendo del 1 que representa a enero de 2003 y terminando en el 36 que representa a diciembre de 2005.

- *IPP*. Este campo guarda el valor del factor inflacionario para cada uno de los meses con respecto a diciembre de 2005.
- *CEE*. Este campo almacena el valor del CEE de cada uno de los meses entre enero de 2003 y diciembre de 2005.

**B.3.1.5 Generador.** Esta tabla contiene la información de cada uno de los generadores. Los campos que se encuentran en esta tabla son:

- *NomGen*. Este campo guarda los nombres de los generadores.
- *Central*. Este campo guarda una abreviatura del nombre del generador, dado que es posible que la información encontrada en las distintas fuentes las referencie.
- *Agente*.
- *Potencia*. Este campo guarda la capacidad máxima de generación de cada una de las centrales.
- *Hidráulica*. Este campo esta constituido por una casilla de confirmación, la cual se señala siempre y cuando el generador al que se hace referencia sea hidráulico.
- *Térmica*. Este campo esta constituido por una casilla de confirmación, la cual se señala siempre y cuando el generador al que se hace referencia sea térmico.

**B.3.1.6 Inflexi.** Esta tabla contiene la información acerca de las inflexibilidades que tiene un generador durante el día. Los campos que componen esta tabla son:

- *Fecha*.
- *Central*.
- *Inflexibilidad*. En este campo se guarda el valor promedio diario de las inflexibilidades en Kwh.

**B.3.1.7 Oferta.** Esta tabla contiene la información de la ofertas de energía y precio de los diferentes generadores. Los campos que componen esta tabla son:

- *NomGen*.
- *Precio*. Este campo guarda el precio de oferta de la energía de un día determinado (\$/MWh).
- *Dispo*. Este campo almacena la energía ofertada por el generador (MWh).
- *Fecha*.

**B.3.1.8 Reconcil.** Esta tabla contiene la información relacionada con las reconciliaciones de cada uno de los generadores ya sean estas positivas o negativas. Los campos que componen esta tabla son:

- *Fecha*.
- *Central*.
- *Positivas (MWh)*. Este campo almacena el valor de las reconciliaciones positivas diarias de cada generador.

- *Negativas (MWh)*. Este campo almacena el valor de las reconciliaciones negativas diarias de cada generador.

B.3.1.9 Residual. Esta tabla contiene la información que hace parte de la curva de demanda residual. Los campos que componen esta tabla son:

- *NomGen*.
- *Fecha*.
- *Precio1Dx*. Este campo almacena los precios que permiten que el generador entre en la demanda máxima, pero con mínimo despacho.
- *Precio2Dx*. Este campo almacena los precios que permiten que el generador entre en la demanda máxima, con toda la disponibilidad declarada.
- *Precio1Dd*. Este campo almacena los precios que permiten que el generador entre en la demanda mediana, pero con mínimo despacho.
- *Precio2Dd*. Este campo almacena los precios que permiten que el generador entre en la demanda mediana, con toda la disponibilidad declarada.
- *Precio1Dn*. Este campo almacena los precios que permiten que el generador entre en la demanda mínima, pero con mínimo despacho.
- *Precio2Dn*. Este campo almacena los precios que permiten que el generador entre en la demanda mínima, con toda la disponibilidad declarada.
- *Gen1x*. Este campo almacena el nombre del generador de la competencia que se sitúa en el precio mayor de la curva de demanda residual para atender la demanda máxima.
- *Gen2x*. Este campo almacena el nombre del generador de la competencia que se sitúa en el precio más alto en el que el generador estudiado entrega su máxima disponibilidad en la demanda máxima.
- *Gen1d*. Este campo almacena el nombre del generador de la competencia que se sitúa en el precio mayor de la curva de demanda residual para atender la demanda mediana.
- *Gen2d*. Este campo almacena el nombre del generador de la competencia que se sitúa en el precio más alto en el que el generador estudiado entrega su máxima disponibilidad en la demanda mediana.
- *Gen1n*. Este campo almacena el nombre del generador de la competencia que se sitúa en el precio mayor de la curva de demanda residual para atender la demanda mínima.
- *Gen2n*. Este campo almacena el nombre del generador de la competencia que se sitúa en el precio más alto en el que el generador estudiado entrega su máxima disponibilidad en la demanda mínima.
- *DeltaX*. Este campo almacena el valor de la variación porcentual del precio presentada en la demanda máxima.
- *DeltaD*. Este campo almacena el valor de la variación porcentual del precio presentada en la demanda mediana.
- *DeltaN*. Este campo almacena el valor de la variación porcentual del precio presentada en la demanda mínima.
- *P1Dx*. Este campo almacena el valor de Precio1Dx afectado por el CEE y el factor inflacionario.
- *P2Dx*. Este campo almacena el valor de Precio2Dx afectado por el CEE y el factor inflacionario.
- *P1Dd*. Este campo almacena el valor de Precio1Dd afectado por el CEE y el factor inflacionario.

- *P2Dd*. Este campo almacena el valor de Precio2Dd afectado por el CEE y el factor inflacionario.
- *P1Dn*. Este campo almacena el valor de Precio1Dn afectado por el CEE y el factor inflacionario.
- *P2Dn*. Este campo almacena el valor de Precio2Dn afectado por el CEE y el factor inflacionario.
- *ID*.
- Factor. Este campo almacena un número que identifica a que mes pertenece cada dato, partiendo del 1 con enero de 2003 y terminando en 36 con diciembre de 2005.

**B.3.2 Consultas.** Para poder extraer la información requerida de las tablas que se tienen, y en los intervalos de tiempo deseados, la herramienta que ofrece Microsoft® Access es la consulta.

En la sección B.2.2 se habían mencionado los tipos de consulta con los que se cuenta, y cual era la función que cumplía cada una de ellas. A pesar de esta amplia variedad, las consultas realizadas en la base de datos diseñada salvo contadas excepciones son de selección y fueron creadas en la vista de diseño, esto debido a que las consultas mencionadas eran suficientes para los requerimientos de información que se tenían.

Las consultas creadas dentro de la base de datos se presentan a continuación, cabe anotar que estas no son más que una guía y que pueden ser modificadas conforme las necesidades lo exijan.

**B.3.2.1 Calculo de valores con CEE e IPP.** Esta consulta se encarga de tomar los precios requeridos para entrar en cada una de las demandas (máxima, mediana y mínima), ya sean estos para mínimo despacho o para full despacho y los afecta con el CEE y el factor inflacionario creando seis nuevos campos con estos valores, los cuales deben ser copiados e insertados en la tabla “residual” ya que no es posible actualizarlos directamente.

Esta es una de las pocas consultas que se realizaron en código SQL debido a que en la vista de diseño no es posible programarla. El código de la consulta se presenta a continuación:

```
SELECT int((Precio1Dx-CEE)*IPP) AS p1Dx, int((Precio2Dx-CEE)*IPP) AS p2Dx, int((Precio1Dd-CEE)*IPP) AS p1Dd, int((Precio2Dd-CEE)*IPP) AS p2Dd, int((Precio1Dn-CEE)*IPP) AS p1Dn, int((Precio2Dn-CEE)*IPP) AS p2Dn, Residual.ID
FROM factores INNER JOIN Residual ON factores.ID=Residual.factor
ORDER BY Residual.Id;
```

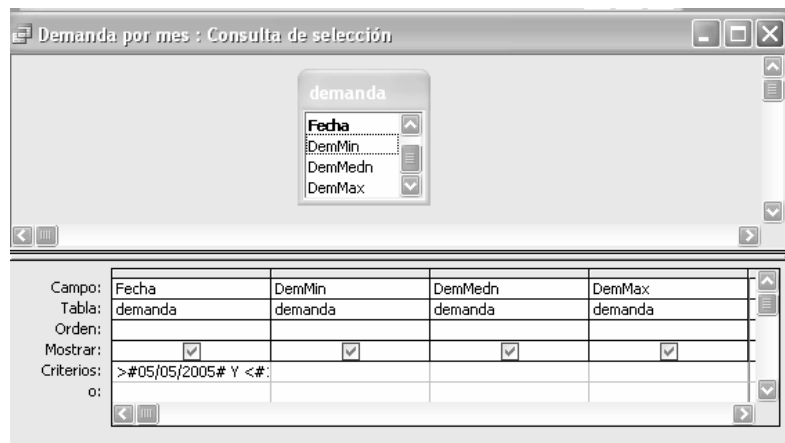
**B.3.2.2 Contrato.** Esta consulta busca y muestra toda la información referente a contratos que se tenga acerca del generador especificado en el criterio. Se puede apreciar la estructura de la misma en la figura B3.



**FIGURA B3. Vista de diseño de la consulta Contrato**

B.3.2.3 Demanda por mes. Esta consulta busca y muestra los datos referentes a las demandas (máxima, mediana y mínima) en el periodo de tiempo indicado en el criterio; las fechas se especifican con un símbolo número (#) al principio y al final de la misma. Por ejemplo, febrero 1 de 2003 se especifica como #01/02/2003# y si se quiere especificar un intervalo determinado, se usa el enlace 'Y' o 'and' i.e. el intervalo entre el 1 de febrero de 2003 y el 15 de marzo de 2004 se especifica como >=#01/02/2003# Y <=#15/03/2004.

La estructura de la consulta se puede apreciar en la figura B4.



**FIGURA B4. Vista de diseño de la consulta Demanda por mes.**

B.3.2.4 Embalses. Esta consulta ubica y muestra el valor del nivel del embalse agregado y el del embalse seleccionado en la casilla campo para la fecha especificada en el criterio, o para todo el intervalo de tiempo si allí no se especifica criterio alguno. Si se quiere consultar el nivel de otro embalse, basta con agregar el campo correspondiente a este.

La estructura de la consulta se muestra en la figura B5.



**FIGURA B5. Vista de diseño de la consulta Embalses.**

B.3.2.5 Factor. Esta es la única consulta de actualización que se tiene en la base de datos, y su finalidad es añadir el campo factor (número que describe en que mes del intervalo de tiempo se halla un dato) en la tabla que así lo requiera. Dado que no es posible programar esta consulta en la vista de diseño fue necesario trabajarla en código SQL. El código de la consulta se muestra a continuación:

```
UPDATE Residual SET factor = 1
WHERE fecha Between #1/1/2003# And #1/31/2003# And fecha > #12/31/2002#;
```

Es necesario ir variando la fecha conforme se vayan agregando los factores. La fecha se encuentra en el formato (m/d/y) en este caso.

B.3.2.6 Inflexibilidad por generador. Esta consulta busca y muestra el valor de las inflexibilidades para el generador (el campo 'central' como se había mencionado hace referencia a la abreviación del nombre) y la fecha especificadas en el criterio.

La estructura de esta consulta se presenta en la figura B6.



**FIGURA B6. Vista de diseño de la consulta Inflexibilidad por generador.**

B.3.2.7 Ofertas. Esta consulta busca y muestra los valores de oferta (precio y disponibilidad) del generador especificado en el criterio y en el intervalo de tiempo deseado. La estructura de esta consulta se presenta en la figura B7.

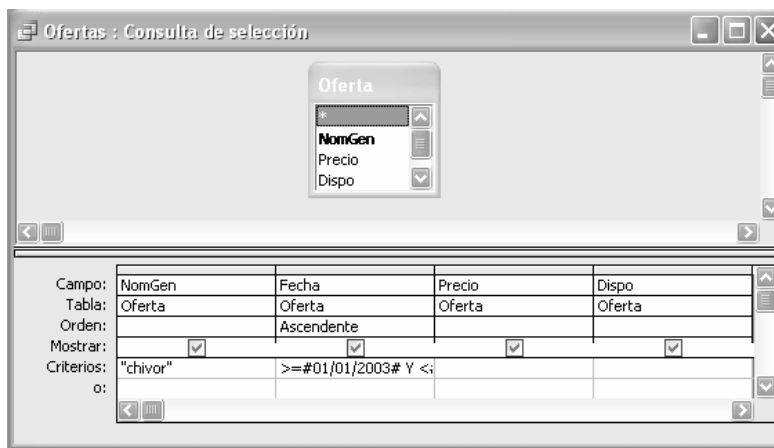


FIGURA B7. Vista de diseño de la consulta Ofertas.

B.3.2.8 Participación en las demandas. Esta consulta se encarga de contar cuantas veces la variación porcentual del precio ya sea en la demanda máxima, la mediana o la mínima es mayor que cero para el generador especificado en el criterio. Este “contador” también se puede usar para otros campos de la tabla ‘residual’, siempre y cuando se cambie el campo actual por el deseado y se coloquen los criterios adecuados. La estructura de esta consulta se muestra en la figura B8.

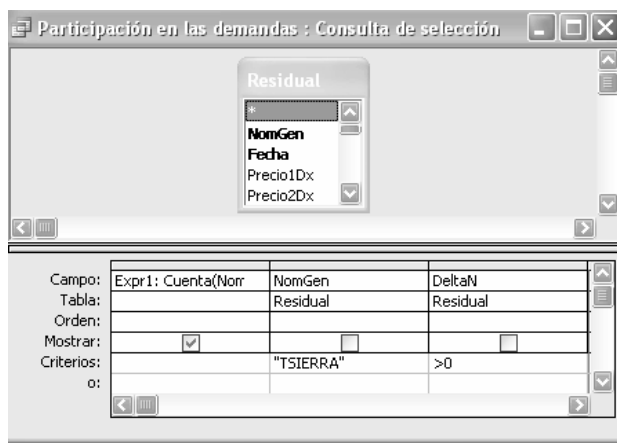


FIGURA B8. Vista de diseño de la consulta Participación en las demandas.

B.3.2.9 Reconciliaciones. Esta consulta busca y muestra los valores de las reconciliaciones tanto positivas como negativas del generador especificado en el criterio (el campo 'central' que como se mencionó es la abreviatura del nombre) y en el periodo de tiempo especificado. La estructura de la consulta se muestra en la figura B9.

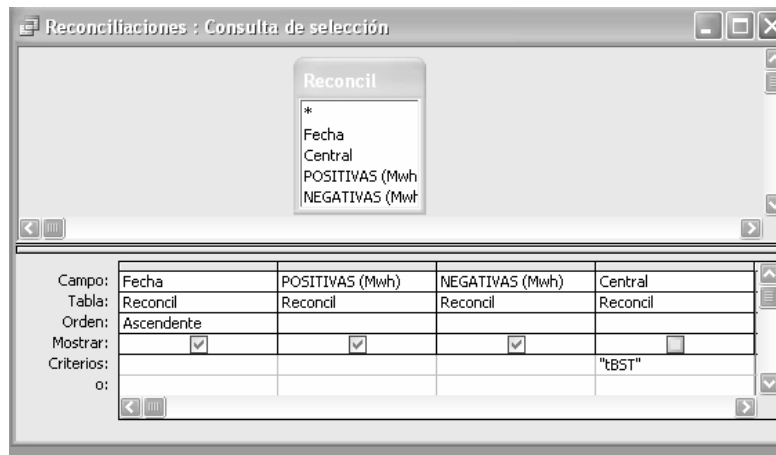


FIGURA B9. Vista de diseño de la consulta Reconciliaciones.

B.3.2.10 Residual Consulta. Esta consulta busca y muestra los valores relacionados con la demanda residual del generador especificado en el campo y en el periodo de tiempo deseado. Cabe anotar que algunos de los campos que pertenecen a la tabla residual no están incluidos en esta consulta, pero si se desea conocer algún valor relacionado con ellos basta con agregar el campo deseado a la consulta. La estructura de la consulta se presenta en la figura B10.

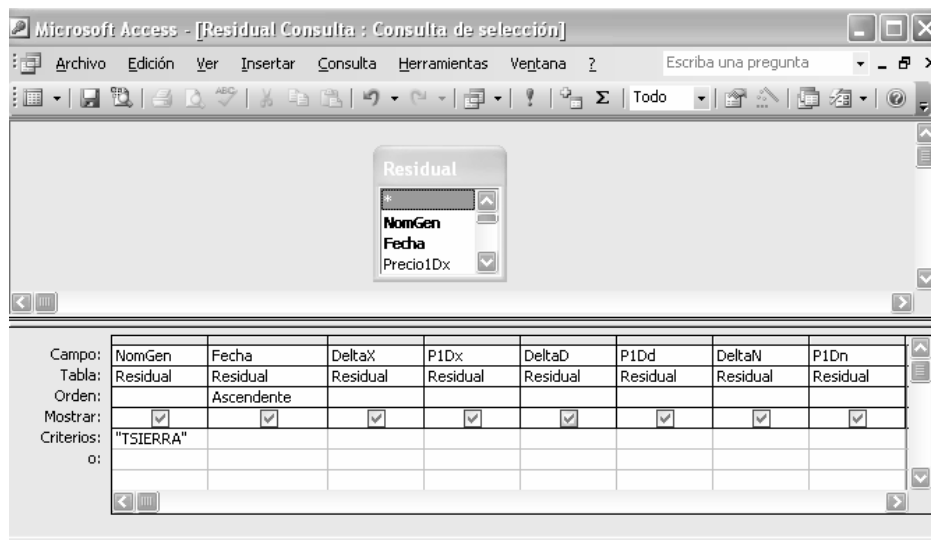


FIGURA B10. Vista de diseño de la consulta Residual.

## ANEXO C. FUNCIONES BÁSICAS PARA EL MANEJO DEL SOMPACK

En este anexo se presentaran algunos de los comandos de funcionamiento básicos de la herramienta utilizada en el desarrollo del proyecto, lo que simplificará en cierta medida la aplicación de la misma en futuros desarrollos.

Los comandos aquí presentados son los que se refieren a los procedimientos estándar (de alto nivel) de la herramienta. Se presenta junto con ellos la forma de utilización de los mismos y los insumos que estos requieren.

### C.1 FUNCIONES DE LECTURA DE ARCHIVOS

La función utilizada para leer los archivos que poseen los datos del procesamiento realizado es *som\_read\_data*, la cual toma la información contenida en el archivo de entrada, y la almacena en una estructura que formará la base de todo el procesamiento y que será la salida de este comando.

El funcionamiento de este comando es como sigue:

**som\_read\_data**('nombre del archivo.dat', 'marca dato desconocido'). El nombre del archivo se debe insertar como una cadena de caracteres (entre comilla sencilla) y este debe contener los datos del procesamiento en un formato compatible con la herramienta (formato SOM\_PACK -Figura C1-).

El formato de datos SOM\_PACK esta conformado así: La primera línea debe contener solamente la dimensión del espacio de entrada (el número de variables). Cada línea del archivo contiene los diferentes datos y sus etiquetas si las hubiere.

De izquierda a derecha dentro del formato, se tienen primero los valores de las componentes de cada una de las variables analizadas separadas por espacios en blanco, luego se ubican las etiquetas también separadas con espacios en blanco. Dado que algunos de los valores del conjunto de datos no sean especificados, se le dará al espacio que corresponde al dato desconocido la marca 'NaN' (puede especificarse otro valor junto con el nombre del archivo en el comando, separando estos dos con una coma).

Las líneas de comentario empiezan con '#', estas son ignoradas, exceptuando las que empiezan con #n o #l. En estos casos la línea podría contener los nombres de los vectores (las variables), o los nombres de las etiquetas separadas con espacios en blanco respectivamente.

Una vez formado dentro de un archivo de texto el esquema mostrado, se recomienda que este sea guardado con la extensión dat para facilitarle la interpretación del mismo a la herramienta y así evitar errores de formato.

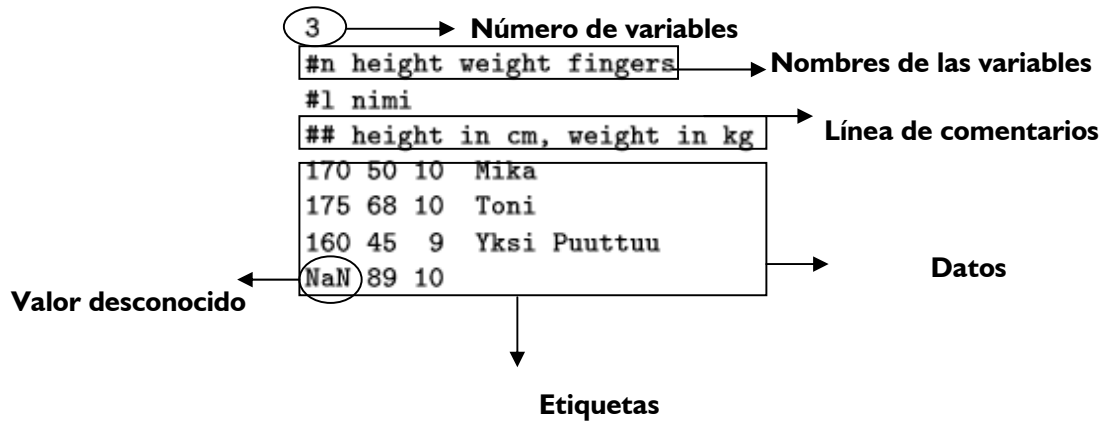


FIGURA C1. Formato de datos SOM\_PACK

## C.2 FUNCIONES DE NORMALIZACIÓN

Una vez leído el archivo de entrada y formada la estructura de datos, se puede usar esta como insumo para los diferentes procesos que envuelve el formar los mapas auto-organizativos.

La normalización de las variables es uno de los procesos mencionados, y tiene una preponderancia alta en el algoritmo para que no se tengan parámetros con una influencia demasiado marcada en el resultado del entrenamiento. Cuando un SOM es entrenado, la información de la normalización es copiada a la estructura del mapa. El guardar esta información es importante para poder realizar el proceso inverso a los valores, o para repetir la normalización a otros datos.

Los comandos que administran las operaciones de normalización de las estructuras de datos del mapa son *som\_normalize* y *som\_denormalize*. Ambas funciones usan la subrutina *som\_norm\_variable* para realizar la normalización. No es necesario entrar en detalle acerca de este último comando ya que las normalizaciones realizadas dentro del proyecto, no requieren la modificación directa de los parámetros de este, y para ello simplemente se utilizan las rutinas de alto nivel mencionadas.

**som\_normalize**(sS, 'método', [componentes]). Este comando es usado para inicializar, aplicar y deshacer normalizaciones en las estructuras de datos del mapa.

El argumento de entrada requerido es sS, que corresponde a la estructura de datos creada al momento de cargar el archivo que contiene el conjunto de datos con *som\_read\_data*, lo que deja en claro que la salida de esta función debió ser guardada en una variable cualquiera que será el insumo para la función de normalización.

Los argumentos opcionales son método y componentes. Método corresponde al tipo de normalización realizada y componentes corresponde a un vector en donde se especifican las

variables (número de la fila donde se encuentran) que se van a normalizar (por defecto se normaliza todo el conjunto de datos).

En la sección 4.3 se mostraron los diferentes tipos de normalización, pero debido a efectos de la programación de la herramienta, se hace necesario redefinirlos para que se adecuen a las condiciones del SOM\_PACK.

Los diferentes métodos de normalización con que cuenta la herramienta son listados en la tabla C1:

<b>Método</b>	<b>Descripción</b>
<b>var</b>	La varianza es normalizada a uno (operación lineal) (Z-score).
<b>range</b>	Los valores son normalizados entre [0,1] (operación lineal) (Normalización Min – max)
<b>log</b>	El logaritmo natural es aplicado a los valores (Normalización logarítmica).
<b>histD</b>	Histograma de igualación, valores escalados entre [0,1].
<b>histC</b>	Histograma de igualación aproximada con operaciones parcialmente lineales. Valores escalados entre [0,1].

**TABLA C1. Métodos de normalización**

El método de normalización que se seleccione, debe ser especificado dentro del comando como una cadena de caracteres.

La variable de salida en la que se guarde el producto de la normalización puede ser la misma variable de entrada, pero hecho esto la variable no corresponderá a los datos originales sino a los datos modificados y/o actualizados. El realizar esta simplificación con el fin de usar menos variables puede resultar contraproducente para los casos en los que la normalización no es exactamente reversible ya que de requerirlo no se podría regresar al conjunto de datos original.

**som\_denormalize**(sS, [componentes]). Este comando es usado para deshacer normalizaciones.

Para una estructura de datos, todas las normalizaciones son deshechas y de este modo los valores de los datos vuelven a su estado original.

### C3. FUNCIONES DE INICIALIZACIÓN Y ENTRENAMIENTO

Ya con el grupo de datos listo se puede dar inicio al entrenamiento del mismo. La función **som\_make** es la función básica utilizada cuando se esta creando y entrenando un SOM.

Esta es una herramienta conveniente que combina las tareas de crear, inicializar y entrenar un SOM en dos fases, un entrenamiento preliminar y un ajuste fino, los dos basados en los diferentes insumos de entrenamiento.

El uso de `som_make` por tratarse de un comando de alto nivel permite un ahorro en la ejecución de una cantidad elevada de subrutinas de forma manual agilizando significativamente el proceso.

Para realizar sus tareas el comando `som_make` llama algunas subrutinas como lo son `som_init`, `som_randinit`, `som_seqtrain`, y `som_batchtrain`, las cuales se encargan de realizar los procesos de inicialización y entrenamiento. Por su puesto que si se quiere un control justo sobre el procedimiento de entrenamiento, se pueden usar estas funciones directamente pero en términos generales esto no es necesario.

`som_make(D, 'argID', ['valor'], ...)` crea, inicializa y entrena un SOM a partir de los datos dados usando parámetros predeterminados. Los argumentos opcionales son usados para modificar estos valores predeterminados lo que le da un grado más de ajuste al comando. El entrenamiento es desarrollado en dos fases: *'rough'* (preliminar) y *'finetune'* (ajuste fino).

Dentro del comando `som_make` se tienen los siguientes campos:

D → Que es el nombre de la variable donde han sido almacenados los datos una vez normalizados.

argID → Es el nombre del argumento el cual se desea modificar con el fin de tener mayor control sobre la herramienta (la herramienta tiene sus opciones por defecto así que si estos campos no se especifican se tomaran estos últimos).

Valor → Justo después de haber declarado el argumento por modificar se hace necesario especificar el valor por el que se desea reemplazar la opción por defecto.

Los campos modificables del comando junto con su respectivo valor se presentan en la tabla C2.

El argumento de salida de este comando es el mapa ya entrenado.

<b>Campo</b>	<b>Valor</b>	<b>Descripción</b>
'init'	'randinit' (aleatorio) o 'lininit' (lineal)	Método de inicialización.
'algorithm'	'seq' (secuencial) o 'batch' (grupal)	Algoritmo de entrenamiento.
'munits'	Número de unidades del mapa.	Número de unidades del mapa.
'msize'	Dimensiones del mapa	Dimensiones del mapa (valor definido por el usuario).
'mapsize'	'small' (pequeño), 'normal' (mediano) o	Dimensiones del mapa (rutina interna del programa). Puede

<b>Campo</b>	<b>Valor</b>	<b>Descripción</b>
	'big' (grande)	ser ambiguo con 'msize'.
'lattice'	'hexa' (hexagonal) o 'rect' (rectangular).	Topología del mapa.
'shape'	'sheet' (plana), 'cyl' (cilíndrica), 'toroid' (toroidal).	Silueta del mapa.
'neigh'	'gaussian', 'cutgauss', 'ep', 'bubble'.	Función de vecindad.
'name'	Nombre del mapa	Nombre del mapa.
'tracking'	0, 1 (por defecto), 2, 3	Muestra ya sea el tiempo estimado de cálculo, o el tiempo y el error de cuantización promedio, o grafica el error de cuantización o realiza esta ultima grafica y las dos primeras componentes principales.
'training'	'short' (corto), 'default' (por defecto), 'long' (largo).	Periodo de entrenamiento.

**TABLA C2.** Campos modificables del comando *som\_make*

**som\_batchtrain**(sM, D, 'argID', ['valor'], ...) Este comando ejecuta una de las rutinas de bajo nivel del comando *som\_make*. *Som\_batchtrain* entrena el SOM dado (sM) con los datos de entrenamiento en D usando el algoritmo grupal. Si los argumentos opcionales se declaran se puede tener un control más preciso sobre la herramienta, de no ser así se hace un entrenamiento por defecto.

Los campos modificables del comando junto con su respectivo valor se presentan en la tabla C3.

<b>Campo</b>	<b>Valor</b>	<b>Descripción</b>
'radius'	Vector con los radios deseados.	Se puede especificar el radio de vecindad inicial, o este junto con el radio final o los radios de vecindad de cada una de las iteraciones.

<b>Campo</b>	<b>Valor</b>	<b>Descripción</b>
'radius_ini'	Valor del radio inicial.	Valor del radio inicial.
'radius_fin'	Valor del radio final.	Valor del radio final.
'trainlen'	Longitud del entrenamiento en iteraciones.	Longitud del entrenamiento en iteraciones.
'weights'	Peso para cada muestra del conjunto de datos.	Peso para cada muestra del conjunto de datos.
'tracking'	0, 1 (por defecto), 2, 3	Muestra ya sea el tiempo estimado de cálculo, o el tiempo y el error de quantización promedio, o grafica el error de quantización o realiza esta ultima grafica y las dos primeras componentes principales.

**TABLA C3.** Campos modificables del comando *som\_batchtrain*

**som\_seqtrain**(sM, D, 'argID', ['valor'], ...) Este comando ejecuta otra de las rutinas de bajo nivel del comando *som\_make*. *Som\_seqtrain* entrena el SOM dado (sM) con los datos de entrenamiento en D usando el algoritmo secuencial. Si los argumentos opcionales se declaran se puede tener un control más preciso sobre la herramienta, de no ser así se hace un entrenamiento por defecto.

#### C4. FUNCIONES DE ETIQUETADO

De ser necesario el mapa puede ser etiquetado con alguno de los comandos que se presentan en esta sección.

**som\_label**(s,mode,inds,[labels]) puede ser usada para seleccionar y remover las etiquetas del mapa y de la estructura de datos.

**som\_autolabel**(sTo, sFrom, 'modo', [inds]) coloca automáticamente las etiquetas al mapa basándose en una estructura de datos ya etiquetada (para el caso las etiquetas incluidas en el vector de entradas). Básicamente la BMU (Unidad que mejor se ajusta) de cada vector en la estructura sFrom es encontrada de entre todos los vectores de sTo y las etiquetas en sFrom son asignadas al correspondiente vector en la estructura sTo.

Las etiquetas adicionales son seleccionadas de acuerdo a los siguientes modos:

'add' → Todas las etiquetas de sFrom son adicionadas a sTo, incluso si se tuvieran varios casos de la misma etiqueta.

'add l' → Solo uno de los casos de cada etiqueta asignada se conserva.

'freq' → Solo uno de los casos de cada etiqueta asignada se conserva y junto a ella se ubica entre paréntesis las veces en que se repitió esta etiqueta para la misma unidad. Las etiquetas se ordenan de acuerdo a la frecuencia.

'vote' → Solo la etiqueta con mayor número de repeticiones es adicionada.

El campo inds hace referencia a las columnas de donde se van a extraer las etiquetas (esto claramente solo se puede aplicar cuando se tiene más de un vector de etiquetas en el conjunto de datos de entrada).

## C5. FUNCIONES DE VISUALIZACIÓN

Las funciones de visualización en la *Toolbox* pueden básicamente ser divididas en tres grupos:

- La familia som\_show (som\_show, som\_show\_add y som\_show\_clear) son herramientas de alto nivel para crear visualizaciones. La función som\_show ajusta varias marcas en las figuras, y las otras funciones se encargan de utilizar estas marcas para realizar las representaciones.
- Funciones genéricas: som\_cplane, som\_barplane, som\_pieplane, som\_plotplane y som\_grid. Estas funciones pueden ser fácilmente utilizadas para diferentes propósitos que a solo visualizar un SOM. Por ejemplo la función som\_pieplane puede ser usada para visualizar n diferentes graficas circulares en lugares arbitrarios con cualquier dato.
- Funciones de bajo nivel ("internas"): subrutinas utilizadas por las funciones anteriores.

**som\_show**(sM, 'argID', valor, ...) es la función básica de visualización de la *Toolbox*. A partir de ella se pueden crear cuatro clases de presentaciones para los SOM: las componentes planas, las U-matrices, planos vacíos o planos de color fijo. Este comando tiene numerosas funciones auxiliares (ej. som\_show\_add y som\_show\_clear las más utilizadas) que utilizan las marcas en la figura creadas por la función som\_show. La función tiene numerosos argumentos lo cuales pueden ser usados para controlar el tipo y el orden de las diferentes visualizaciones y la información adicional impresa sobre la figura.

El argumento requerido es sM, variable en la cual se guarda el mapa que se desea graficar. Si solo se especifica este valor, la función primero dibuja la U-matriz calculada usando todas las variables, seguido por todas las componentes planas.

También se puede optar por utilizar alguno de los siguientes campos:

argID → Es el nombre del argumento el cual se desea modificar con el fin de tener mayor control sobre la herramienta.

Valor→ Justo después de haber declarado el argumento por modificar se hace necesario especificar el valor por el que se desea reemplazar la opción por defecto.

Los campos modificables del comando *som\_show* junto con su respectivo valor se presentan en la tabla C4.

Campo	Valor	Descripción
'comp'	'all' (todas las variables -por defecto-) o [1,2...k], donde cada elemento indica la variable que deseo ver en las componentes planas.	Define las variables que se mostraran como componentes planas.
'umat'	'all' (todas las variables -por defecto-) o [1,2...k], donde cada elemento indica la variable que deseo ver en las componentes planas.	Define las variables que se usaran para calcular y formar la U-matriz.
'empty'		Muestra un plano vacío
'bar'	'vert' (vertical -por defecto-), 'horiz' (horizontal) o 'none' (sin referencia de colores).	Define la dirección de los indicadores de colores para las componentes planas y las U-matrices.
'footnote'	Texto deseado	Coloca un texto en la figura.
'colormap'	'gray' (escala de grises), 'hot' (colores muy calidos), 'cool' (colores fríos), 'bone' (combinación de blancos), 'pink' (variación de rosados), 'prism' (colores prismáticos), 'jet' (colores vivos), 'hsv' (saturación de distintos colores).	Cambia el color establecido por defecto del mapa y le asigna el color deseado por el usuario.
'colormap'		

TABLA C4. Campos modificables del comando *som\_show*

**som\_show\_add**('modo',D, 'argID', valor, ...]) adiciona etiquetas y trayectorias sobre la figura creada con *som\_show*. El primer argumento define que clase de marca se va a agregar y el segundo argumento da la marca o su ubicación. Los argumentos opcionales son usados para más adelante

modificar las marcas, por ejemplo su color, tamaño y tipo. Existen cuatro modos básicos: 'label' para mostrar las etiquetas, 'hit' para mostrar histogramas, 'traj' para mostrar trayectorias lineales y 'comet' para mostrar trayectorias como de cometa.

**som\_show\_clear**('tipo', [p]) limpia etiquetas o trayectorias creadas por som\_show\_add. Los tipos de marca a remover y las gráficas desde donde se removerán pueden ser especificados con los argumentos opcionales.