

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático

**ESTUDIO PARA DETERMINAR LA VULNERABILIDAD Y LAS OPCIONES DE ADAPTACIÓN DEL
SECTOR ENERGÉTICO COLOMBIANO FRENTE AL CAMBIO CLIMÁTICO**

**PRODUCTO No. 3
INFORME FINAL**

Elaborado para:



UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

Elaborado por:

Unión Temporal ACON - OPTIM



Bogotá, D.C.

Diciembre de 2013

ELABORADO POR:

Juan Andrés López – Coordinador del estudio
Gabriel Medina – Especialista Ambiental
Efraín Domínguez – Especialista en Hidrología
Eduardo Uribe – Especialista en Adaptación al Cambio Climático
Willmar Zapata – Especialista en Energía
Santiago Arango – Especialista en Vulnerabilidad al Cambio Climático
Juan Felipe Martínez - Profesional de apoyo en Hidrología
Catalina Correa - Profesional de apoyo Ambiental

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
Elaborado por:	ii
TABLA DE CONTENIDO	3
LISTA DE FIGURAS	8
LISTA DE TABLAS	13
ACRÓNIMOS.....	17
1. Resumen ejecutivo.....	21
2. Introducción.....	33
3. Objetivos	34
3.1. Objetivo General.....	34
3.2. Objetivos Específicos	35
4. Resumen Metodológico	35
5. El sector eléctrico en Colombia.....	37
5.1. Características del Sector.....	37
5.2. Marco legal e institucional.....	53
5.2.1. Política Sectorial	54
5.2.2. Planeación	54
5.2.3. Regulación	55
5.2.4. Vigilancia y Control	55
5.2.5. Entidades Asesoras	55
5.2.6. Operación del Sistema Interconectado y del Mercado de Energía	56
5.2.7. Cargo por Confiabilidad	56
5.3. Eventos climáticos extremos y su impacto sobre el sector eléctrico	63
5.3.1. Definición fenómeno de El Niño	63
5.3.2. Definición Fenómeno de La Niña.....	64
5.3.3. Ocurrencia Histórica de El Niño y La Niña	66
5.3.4. Impactos de Los Fenómenos de El Niño y La Niña Sobre El Sector Eléctrico	67
5.3.5. Acciones Preventivas y Correctivas Sobre los Impactos de los Fenómenos de El Niño y La Niña. 70	
6. Embalses Agregados	75
6.1. Caribe	77

6.2.	Antioquia 1	78
6.3.	Antioquia 2	83
6.4.	Caldas	87
6.5.	Cauca	89
6.6.	Tolima	92
6.7.	Pacífico	93
6.8.	Bogotá	95
6.9.	Huila.....	98
6.10.	Oriente 1	100
6.11.	Oriente 2	100
7.	Proyección de Escenarios de Cambio Climático.....	102
7.3.	PROYECCIÓN ESTOCÁSTICA DEL RÉGIMEN FUTURO DE AFLUENCIAS	112
7.4.	Evaluación de la Ecuación Fokker - Planck - Kolmogorov (FPK) versión pseudo-estacionaria.	113
7.5.	Análisis de sensibilidad	113
7.6.	Escenarios de cambio climático para los embalses agregados	113
7.7.	Generación de series sintéticas de caudales	122
8.	Impactos del Cambio Climático sobre la Generación y Trasmisión de Energía Eléctrica	126
8.1.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	127
8.2.	RESULTADOS DE PRECIOS	128
8.3.	RESULTADOS EN GENERACIÓN PERCENTIL 95	133
8.3.1.	Resultados EMGESA	135
8.3.2.	Resultados CHIVOR.....	136
8.3.3.	Resultados EPSA	137
8.3.4.	Resultados EPM.....	138
8.3.5.	Resultados ISAGEN	139
8.3.6.	Resultados URRRA	140
8.3.7.	Energía de las plantas menores	141
8.3.8.	Oferta y Demanda de Energía.....	142
8.4.	Análisis de Resultados General.....	144
9.	Vulnerabilidad de los embalses agregados.....	146
8.1	Introducción	146

8.1.1	Caribe	147
8.1.2	Antioquia 1	148
8.1.3	Antioquia 2	149
8.1.4	Caldas.....	150
8.1.5	Cauca.....	151
8.1.6	Tolima	153
8.1.7	Pacífico	154
8.1.8	Bogotá.....	155
8.1.9	Huila.....	156
8.1.10	Oriente 1	157
8.1.11	Oriente 2	158
8.2	Vulnerabilidad de los embalses agregados	159
8.3	Índice de Vulnerabilidad absoluto de los embalses agregados	160
10.	Medidas de Adaptación	162
10.1.	MEDIDAS DE ADAPTACIÓN EN MARCHA.....	162
10.1.1.	POLÍTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO	163
10.1.2.	POLÍTICAS DEL SECTOR MINERO	167
10.1.3.	POLÍTICAS AMBIENTALES	168
10.1.4.	POLÍTICAS DEL SECTOR AGROPECUARIO	176
10.2.	MEDIDAS DE ADAPTACIÓN HACIA EL FUTURO	176
10.2.1.	MEDIDAS DE ADAPTACIÓN DEL NIVEL NACIONAL	177
10.2.2.	MEDIDAS DE ADAPTACIÓN PARA LOS EMBALSES AGREGADOS	204
10.2.3.	CUADROS RESUMEN MEDIDAS DE ADAPTACIÓN.....	208
9.3	Programa de Implementación Medidas de Adaptación	236
11.	Conclusiones	239
12.	Bibliografía.....	241
13.	Anexos.....	247
13.1.	CARACTERÍSTICAS ADICIONALES DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	247
13.2.	MARCO CONCEPTUAL Y METODOLOGÍA DETALLADA DE LAS MODELACIONES HIDROLÓGICAS.....	271
13.2.1.	MARCO CONCEPTUAL DE HIDROLOGÍA.....	271
13.2.2.	Metodología detallada.....	288

13.2.2.1.	CARACTERIZACION ESTOCÁSTICA DEL RÉGIMEN ACTUAL DE AFLUENCIAS	288
13.2.2.1.1.	RECOPILACION DE INFORMACION	288
13.2.2.1.2.	EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE LOS DATOS.....	291
13.2.2.2.	AJUSTE DE FUNCIONES DE PROBABILIDAD Y CÁLCULO DE	
ISOPERCENTILES	314	
13.2.2.3.	ANÁLISIS DE CONEXIONES MACROCLIMÁTICAS	326
13.2.3.	PARAMETRIZACIÓN Y VALIDACIÓN MODELO ESTOCÁSTICO LLUVIA - ESCORRENTÍA...	340
13.2.3.1.	PARAMETRIZACIÓN	340
13.2.3.1.1.	DETERMINACIÓN DE PARAMETROS ÓPTIMOS PARA EL NUCLEO	
DETERMINISTA DEL MODELO ESTOCÁSTICO	340	
13.2.3.1.2.	DETERMINACIÓN DE LAS INTENSIDADES DE RUIDO DE LAS AFLUENCIAS A	
LOS EMBALSES REGIONALES	345	
13.2.4.	ANÁLISIS DE TENDENCIAS.....	352
13.2.5.	Evaluación de la Ecuación Fokker - Planck - Kolmogorov (FPK) versión pseudo-estacionaria. .	373
13.2.6.	Análisis de Sensibilidad	378
13.3.	METODOLOGÍA DETALLADA DEL MODELO DEL SISTEMA ENERGÉTICO	388
13.3.1.	INTRODUCCIÓN	388
13.3.2.	TEORÍA DE JUEGOS.....	388
13.3.2.1	Juegos cooperativos	388
13.3.2.2	Juegos no cooperativos	389
13.3.2.3	FORMAS DE REPRESENTACIÓN DE UN JUEGO	389
13.3.2.4	EQUILIBRIO DE NASH.....	390
13.3.2.5	ALTERNATIVAS METODOLÓGICAS	390
13.3.2.6	MODELOS BASADOS EN EL EQUILIBRIO DE LA FUNCIÓN DE OFERTA	
(<i>SUPPLY FUNCTION EQUILIBRIUM</i> - SFE).....	392	
13.3.2.7	MODELOS BAJO ENFOQUE DE VARIACIONES CONJETURALES	392
13.3.3.	EL MODELO DESARROLLADO.....	393
13.3.2.8	DESCOMPOSICIÓN FUNCIONAL Y TEMPORAL	394
13.3.2.9	NATURALEZA DINÁMICA Y ECONÓMICA DEL PROBLEMA DE DESPACHO	395
13.3.2.10	EL IMPACTO DE LAS REGLAS Y LA ESTRUCTURA DE MERCADO EN LA	
FORMACIÓN DEL PRECIO	397	
13.3.2.11	TIPOS DE AGENTES	398

13.3.2.12	DEMANDA TOTAL Y DEMANDA RESIDUAL - RESOLUCIÓN TEMPORAL.....	398
13.3.2.13	PLANTAS TÉRMICAS	399
13.3.2.14	PLANTAS HIDROELÉCTRICAS.....	400
13.3.2.15	Límites en el almacenamiento y en el turbinamiento	401
13.3.2.16	Producción de energía	401
13.3.2.17	RECONCILIACIONES	402
13.3.2.17.1	PAGO DE RECONCILIACIONES	402
13.3.2.18	MODELO ESTRATÉGICO.....	405
13.3.2.18.1	Los agentes con recursos no acoplados en el tiempo	406
13.3.2.19	CURVA DE OFERTA DE LOS AGENTES SEGUIDORES Y LA DEMANDA RESIDUAL PARA LOS AGENTES ESTRATÉGICOS	408
13.3.2.20	CONTRATOS DE LARGO PLAZO	409
13.3.2.21	EQUILIBRIO COMPETITIVO.....	409
13.3.2.22	ESQUEMA TEÓRICO DEL MODELO PROPUESTO.....	410
13.3.2.22.1	Notación.....	410
13.3.2.22.2	Problema de Producción Óptima del Generador i	411
13.3.2.23	ESQUEMA DE SOLUCIÓN	411
13.3.2.24	DATOS BÁSICOS.....	412
13.3.2.25	DATOS MODELO ESTIMACIÓN PRECIOS.....	412
13.3.2.25.1	DATOS HIDROLOGICOS.....	412
13.3.2.25.2	DATOS TÉCNICOS DE LAS PLANTAS	412
13.3.2.25.3	INFORMACIÓN DE LAS CADENAS Y SISTEMAS HIDRAÚLICOS	413
13.3.2.26	INFORMACIÓN DE LOS EMBALSES	414
13.3.2.27	COSTOS DE GENERACIÓN TÉRMICAS	415
13.3.2.28	DEMANDA DE ENERGÍA.....	416

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1: Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales de embalses agregados para el Escenario A2	25
Figura 2: Vulnerabilidad de los embalses agregados	30
Figura 3. Porcentaje de territorio cubierto por el Sistema Interconectado Nacional-SIN y el correspondiente a Zonas No Interconectadas-ZNI	37
Figura 4. Ubicación de la generación hidráulica 2012	39
Figura 5. Ubicación de la generación térmica 2012	40
Figura 6. Demanda de energía del SIN	41
Figura 7. Capacidad Efectiva Neta por Tipo de Fuente	43
Figura 8. Balance de Potencia	44
Figura 9. Generación por tipo de fuente	44
Figura 10. Generación Térmica	45
Figura 11. Generación por tipo de fuente en enero de 1998	45
Figura 12. Generación por tipo de fuente en julio de 1999	46
Figura 13. Generación por tipo de fuente en enero de 2010	46
Figura 14. Energía Almacenada volumen de los embalses	47
Figura 15. Volumen útil de los embalses por región	47
Figura 16. Volumen agregado	48
Figura 17. Volumen agregado por regiones	48
Figura 18. Nivel de aportes	49
Figura 19. Aportes de energía por Región	49
Figura 20. Nivel de vertimiento en términos energéticos	50
Figura 21. Aportes vs vertimientos	51
Figura 22. Precio ofertado por tipo de tecnología	51
Figura 23. Precios de oferta de plantas hidráulicas	52
Figura 24. Esquema Institucional Sector Eléctrico	54
Figura 25. Cargo por confiabilidad	57
Figura 26. Energía a subastar y vigencia de las OEF	58
Figura 27. Energía Firme para el cargo por Confiabilidad (ENFICC)	59
Figura 28. Temperatura superficial del mar en el Océano Pacífico ecuatorial	63
Figura 29. Fenómeno del Niño en Diciembre de 1997	64
Figura 30. Representación del fenómeno de La Niña	65
Figura 31. Comportamiento del índice durante las últimas 6 décadas	67
Figura 32. Aportes agregados al SIN en % de la media	70
Figura 33. Precios y volumen	75
Figura 34. Embalses agregados	77
Figura 35: Localización y distribución de polígonos de Áreas Aferentes a Embalses Agregados	105
Figura 36 Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales de embalses agregados para el Escenario A2	109

Figura 37. Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales de embalses agregados para el Escenario B2	110
Figura 38. Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales de embalses agregados para el Escenario A1B	111
Figura 39. Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales de embalses agregados para el Escenario Tendencial.....	112
Figura 40. Comparación de valores de caudales promedio mensuales entre serie observada y serie sintética simulada	124
Figura 41 Comparación de valores de desviación estándar mensuales entre serie observada y serie sintética simulada	125
Figura 42 Comparación de funciones de auto correlación entre serie observada y serie sintética simulada .	125
Figura 43 Oferta y Demanda de Energía para los escenarios definidos por sensibilidad.....	127
Figura 44 Oferta y Demanda de Energía para los escenarios del IDEAM.....	128
Figura 45 Precio de la Energía en Bolsa percentil 95 escenarios de sensibilidad	129
Figura 46 Precio de la Energía en Bolsa percentil 95 escenarios del IDEAM	130
Figura 47 Precio de la Energía en Bolsa percentil 60 escenarios de sensibilidad	131
Figura 48 Precio de la Energía en Bolsa percentil 60 escenarios del IDEAM	131
Figura 49 Precio de la Energía en Bolsa percentil 50 escenarios de sensibilidad	132
Figura 50 Precio de la Energía en Bolsa percentil 50 escenarios del IDEAM	133
Figura 51 Consideración de plantas dentro del modelo.....	135
Figura 52 Generación de EMGESA para los escenarios considerados.....	136
Figura 53 Generación de CHIVOR para los escenarios considerados.....	137
Figura 54 Generación de EPSA para los escenarios considerados	138
Figura 55 Generación de EPM para los escenarios considerados	139
Figura 56 Generación de ISAGEN para los escenarios considerados	140
Figura 57 Generación de URRRA para los escenarios considerados.....	141
Figura 58 Energía Generada por las Plantas Menores.....	142
Figura 59 Oferta y Demanda de Energía bajo los escenarios hidrológicos considerados para el análisis de sensibilidad	143
Figura 60 Oferta y Demanda de Energía bajo los escenarios hidrológicos considerados del IDEAM.....	143
Figura 61. Vulnerabilidad para el embalse agregado Caribe.....	148
Figura 62. Vulnerabilidad para el embalse agregado Antioquia 1	149
Figura 63. Vulnerabilidad para el embalse agregado Antioquia 2	150
Figura 64. Vulnerabilidad para el embalse agregado Caldas	151
Figura 65. Vulnerabilidad para el embalse agregado Cauca	152
Figura 66. Vulnerabilidad para el embalse agregado Tolima.....	153
Figura 67. Vulnerabilidad para el embalse agregado Pacífico.....	154
Figura 68. Vulnerabilidad para el embalse agregado Bogotá	155
Figura 69. Vulnerabilidad para el embalse agregado Huila	156
Figura 70. Vulnerabilidad para el embalse agregado Oriente 1	157
Figura 71. Vulnerabilidad para el embalse agregado Oriente 2.....	158
Figura 72: Nodos Regionales para el Cambio Climático	237

Figura 73. Usuarios y Cobertura de energía eléctrica	247
Figura 74. Sistema de Transmisión Nacional a 2012	248
Figura 75. Capacidad de Generación por tipo de fuente	249
Figura 76. Generación por tipo de fuente (%).....	249
Figura 77. Generación por tipo de fuente (MW).....	250
Figura 78. Número de empresas por actividad.	251
Figura 79. Capacidad Instalada	251
Figura 80. Distribución de la Capacidad Instalada por Agente	252
Figura 81. Distribución geográfica de la generación	253
Figura 82. Capacidad de importación y exportación por áreas.....	253
Figura 83. Capacidad Efectiva Neta por Tipo de Fuente	256
Figura 84. Balance de Potencia	257
Figura 85. Conformación de la Generación de Energía Eléctrica en Colombia.....	257
Figura 86. Generación por tipo de fuente	258
Figura 87. Generación Térmica	259
Figura 88. Generación por tipo de fuente en enero de 1998	259
Figura 89. Generación por tipo de fuente en enero de 2010	260
Figura 90. Generación por tipo de fuente en julio de 1999	260
Figura 91. Generación por tipo de fuente en noviembre de 2007.....	261
Figura 92 Energía Almacenada volumen de los embalses.....	261
Figura 93. Volumen útil de los embalses por región	262
Figura 94. Volumen del embalse por agente	262
Figura 95. Volumen agregado	263
Figura 96. Nivel de aportes.....	263
Figura 97. Aportes de energía por Región.....	264
Figura 98. Aportes en términos de energía por región	265
Figura 99. Aportes de energía por agente	265
Figura 100. Aportes de energía por año	266
Figura 101. Comparación de aportes con relación a la media.....	266
Figura 102. Nivel de vertimiento en términos energéticos	267
Figura 103. Vertimiento por agente	268
Figura 104. Vertimiento de energía por mes y por agente.....	268
Figura 105. Aportes vs vertimientos	269
Figura 106. Precio ofertado por tipo de tecnología	269
Figura 107. Precios de oferta de plantas hidráulicas	270
Figura 108. Precios de la energía en Bolsa	271
Figura 109: Elementos e interacciones que componen el sistema climático. Adaptado de (WMO, 2002)	273
Figura 110: Dinámica de las Curvas de Densidad Probabilística de afluencias mensuales (Efraín Domínguez & Rivera, 2010).....	287
Figura 111: Fases metodológicas para el desarrollo de escenarios hidrológicos	288
Figura 112 Localización de estaciones hidrometeorológicas seleccionadas para el estudio.....	290
Figura 113: Error medio de ajuste de Funciones de distribución teórica a las precipitaciones mensuales ...	319

Figura 114: Error medio de ajuste de Funciones de distribución teórica a las afluencias mensuales a los embalses regionales	320
Figura 115: Ejemplo de ajuste de funciones de distribución a caudales mensuales. K=1 – Prueba de Kolmogorov Aceptada; Em – Error Medio; Emax – Error máximo	321
Figura 116: Errores de Ajuste Distribución Acumulada (Afluencias Mensuales)	322
Figura 117 Mosaico de isopercentiles de afluencias a embalses regionales.....	324
Figura 118 . Zonas Niño Océano Pacífico Fuente: http://ggweather.com/enso/nino_regions.gif	327
Figura 119. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Caribe).	329
Figura 120. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Antioquia 1).....	330
Figura 121. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Antioquia 2).....	331
Figura 122. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Caldas 1).....	332
Figura 123. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Cauca).	333
Figura 124. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Tolima).	334
Figura 125. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Pacífico).	335
Figura 126. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Bogotá).	336
Figura 127. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Huila).	337
Figura 128. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Oriente 1).....	338
Figura 129. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Oriente 2).....	338
Figura 130. Validación núcleo determinista embalses Pacífico, Oriente 1 y Oriente 2.....	341
Figura 131. Validación núcleo determinista embalses Huila, Cauca y Caribe	342
Figura 132. Validación núcleo determinista embalses Caldas, Bogotá y Tolima	343
Figura 133. Validación núcleo determinista embalses Antioquía 1 y Antioquía 2.....	344
Figura 134. Validación estocástica para el Embalse Regional Antioquía 1	349
Figura 135 Análisis de Tendencia. Regresión lineal series de Precipitación Mensual Embalse CARIBE	356
Figura 136 Análisis de Tendencia. Regresión lineal series de Caudal Mensual Embalse CARIBE	359
Figura 137 Análisis de Tendencia. Regresión lineal series de Precipitación Anual y Caudal Anual Embalse CARIBE	362
Figura 138 Algunas tendencias en la modelización del mercado eléctrico. Fuente: Ventosa et al. 2005.....	391
Figura 139 Racionalidad en un modelo hidrotérmico.....	396
Figura 140 Costos de una planta térmica	399
Figura 141 Planta hidroeléctrica con embalse	401

Figura 142 Restricciones	402
Figura 143 Capacidad de importación y exportación por áreas.....	404
Figura 144 Esquema general de hidrología.....	414
Figura 145 Curva de Oferta agregada de las plantas térmicas	416

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Vulnerabilidad de los embalses agregados	29
Tabla 2. Vigencia de la OEF	61
Tabla 3: Listado y composición de embalses agregados seleccionados para análisis	102
Tabla 4. Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales para embalses agregados. (Escenario A2) ..	108
Tabla 5 Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales para embalses agregados. (Escenario B2) ...	109
Tabla 6. Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales para embalses agregados. (Escenario A1B)	110
Tabla 7. Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales para embalses agregados. (Escenario TENDENCIAL)	111
Tabla 8: Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse CARIBE	114
Tabla 9. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse ANTIOQUIA 1 ...	114
Tabla 10. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse ANTIOQUIA 2.	115
Tabla 11. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse CALDAS	116
Tabla 12: Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse CAUCA	116
Tabla 13. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse TOLIMA	117
Tabla 14. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse PACÍFICO	118
Tabla 15. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse BOGOTÁ	119
Tabla 16. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse HUILA	119
Tabla 17. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse ORIENTE 1	120
Tabla 18. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse ORIENTE 2	121
Tabla 19. Resultados de cambio anual de caudal por escenario para los embalses agregados	121
Tabla 20. Escenarios Hidrológicos - Sensibilidades	127
Tabla 21 Listado de Plantas por Agente Estratégico	133
Tabla 22 Listado de Embalses por Agente	134
Tabla 23. Vulnerabilidad de los embalses agregados	159
Tabla 24. Vulnerabilidad de los embalses agregados	161
Tabla 25. Cronograma de expansión 2013-2027	184
Tabla 26. Ejemplo de proyectos dentro de la capacidad límite de 19.9MW	188
Tabla 27. Potencial de energía solar por regiones	190
Tabla 28. Proyectos propuestos prioritarios para FNCE	202
Tabla 29. Proyectos propuestos prioritarios para EE	203
Tabla 30. Vulnerabilidad de los embalses agregados	204
Tabla 31. Resumen Medidas de adaptación	209
Tabla 32: Resumen de las medidas de adaptación del nivel nacional para el sector eléctrico	215
Tabla 33: Resumen de las medidas de adaptación del nivel de embalses agregados	226
Tabla 13. Límites de exportación e importación entre las áreas	254
Tabla 35. Modelos Dinámicos para modelación de condiciones climáticas futuras bajo escenarios de cambio climático (J. Ruiz, 2010)	277
Tabla 36: Clasificación categórica de la probabilidad de ocurrencia de eventos hidrometeorológicos	280
Tabla 37: Resumen de estaciones hidrometeorológicas requeridas	288
Tabla 38 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse CARIBE	292

Tabla 39 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse CARIBE	292
Tabla 40 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse ANTIOQUIA 1	293
Tabla 41 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse ANTIOQUIA 1	293
Tabla 42 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse ANTIOQUIA 2	294
Tabla 43 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse ANTIOQUIA 2	294
Tabla 44 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse CALDAS	295
Tabla 45 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse CALDAS	295
Tabla 46 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse CAUCA	296
Tabla 47 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse CAUCA	296
Tabla 48 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse TOLIMA	297
Tabla 49 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse TOLIMA	297
Tabla 50 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse PACIFICO	297
Tabla 51 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse PACIFICO	298
Tabla 52 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse BOGOTA	298
Tabla 53 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse BOGOTA	299
Tabla 54 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse HUILA	299
Tabla 55 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse HUILA	300
Tabla 56 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse ORIENTE 1	300
Tabla 57 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse ORIENTE 1	301
Tabla 58 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse ORIENTE 2	301
Tabla 59 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse ORIENTE 2	302
Tabla 60 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse CARIBE	304
Tabla 61 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse ANTIOQUIA 1	305
Tabla 62 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse ANTIOQUIA 2	305
Tabla 63 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse CALDAS	306
Tabla 64 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse CAUCA	306
Tabla 65 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse TOLIMA	306
Tabla 66 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse PACIFICO	307
Tabla 67 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse BOGOTA	307
Tabla 68 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse HUILA	307
Tabla 69 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse ORIENTE 1	308
Tabla 70 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse ORIENTE 2	308
Tabla 71 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse CARIBE.	309
Tabla 72 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse ANTIOQUIA 1.	309
Tabla 73 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse ANTIOQUIA 2.	310
Tabla 74 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse CALDAS. ...	310
Tabla 75 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse CAUCA.	311
Tabla 76 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse TOLIMA. ...	311
Tabla 77 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse PACIFICO.	312
Tabla 78 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse BOGOTA. .	312

Tabla 79 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse HUILA.....	313
Tabla 80 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse ORIENTE 1.	313
Tabla 81 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse ORIENTE 2.	313
Tabla 82. Valores críticos λq para el criterio de Kolmogorov	318
Tabla 83. Descripción de los Índices Climáticos analizados. Modificado de NOAA (2013).	327
Tabla 84. Parámetros de la Ecuación de Fokker-Planck-Kolmogorov para el clima actual	349
Tabla 85. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse CARIBE	362
Tabla 86. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse CARIBE	363
Tabla 87. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse ANTIOQUIA 1	363
Tabla 88. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse ANTIOQUIA 1	364
Tabla 89. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse ANTIOQUIA 2	364
Tabla 90. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse ANTIOQUIA 2	365
Tabla 91. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse CALDAS	365
Tabla 92. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse CALDAS	366
Tabla 93. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse CAUCA	366
Tabla 94. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse CAUCA	367
Tabla 95. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse TOLIMA	367
Tabla 96. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse TOLIMA	368
Tabla 97. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse PACIFICO	368
Tabla 98. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse PACIFICO	369
Tabla 99. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse BOGOTA	369
Tabla 100. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse BOGOTA	370
Tabla 101. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse HUILA	370
Tabla 102. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse HUILA	371
Tabla 103. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse ORIENTE 1.....	371
Tabla 104. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse ORIENTE 1	372
Tabla 105. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse ORIENTE 2.....	372
Tabla 106. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse ORIENTE 2.....	373
Tabla 107 Guía de escenarios de sensibilidad por cambios en la precipitación y el coeficiente de escurrimiento	378
Tabla 108 Resultados de calibración FPK pseudo-estacionaria para embalse Antioquia 1 - Condición actual	378
Tabla 109 Resultados de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse Antioquia 1 - Condición futura Escenario de Sensibilidad ($\Delta N = +20\%$, $\Delta K = +0\%$).....	379
Tabla 110 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse Antioquia 1.. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación para los meses Enero - Abril	381
Tabla 111 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse Antioquia 1. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación para los meses Mayo - Agosto	382

Tabla 112 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse Antioquia 1. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación para los meses Septiembre - Diciembre.....	383
Tabla 113 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse CARIBE.. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.	384
Tabla 114 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse ANTIOQUIA 1.. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.	384
Tabla 115 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse ANTIOQUIA 2.. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.	384
Tabla 116 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse CALDAS.. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.	385
Tabla 117 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse CAUCA. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales. ...	385
Tabla 118 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse TOLIMA. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.	385
Tabla 119 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse PACIFICO. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.	386
Tabla 120 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse BOGOTA. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.	386
Tabla 121 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse HUILA. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales. ...	386
Tabla 122 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse ORIENTE 1. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.	387
Tabla 123 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse ORIENTE 2. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.	387
Tabla 124 Límites de exportación e importación entre las áreas.....	404
Tabla 125 Límites de importación y exportación entre áreas - MPODE	405
Tabla 126 Formato hidrología MPODE.....	413
Tabla 127 Formato hidrología CREG 071 de 2006.....	413
Tabla 128 Clases - CREG 071 de 2006	413
Tabla 129 Formato Embalses MPODE.....	414
Tabla 130 Formato Embalses CREG 071 de 2006.....	414

ACRÓNIMOS

Sigla	Significado
ANLA	Agencia Nacional de Licencias Ambientales
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
BM	Banco Mundial
CAR	Corporación Autónoma Regional
CCG	Cambio Climático Global
CEE	Costo Equivalente de Energía
CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.
CIURE	Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CSFE	Conjetural equilibrio de la función de oferta
Cv	Coefficiente de Variación
CV	<i>Conjectural Variations</i>
CVE	Cournot Variaciones Conjeturales
CxC	Cargo por Confiabilidad
DNP	Departamento Nacional de Planeación
ENFICC	Energía Firme para el Cálculo del Cargo por Confiabilidad
ENSO	El Niño – Oscilación del Sur
EPM	Empresas Públicas de Medellín
EPSA	Electrificadora del Pacífico S. A.
FNCE	Fuentes no Convencionales de Energía
GEI	Gases de Efecto Invernadero
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
IPCC	Panel Intergubernamental para el Cambio Climático
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovable
LAC	Liquidador y Administrador de Cuentas
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MEM	Mercado de Energía Mayorista
ML	Máxima verosimilitud (Método para el ajuste de distribución probabilística)
MME	Ministerio de Minas y Energía
MOM	Momentos (Método para el ajuste de distribución probabilística)
MPODE	Modelo de programación dinámica dual estocástica
NAM	<i>North Annular Mode</i>
NAO	<i>North Atlantic Oscillation</i>

Sigla	Significado
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
NOAA	<i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i>
OEF	Obligaciones de Energía Firme
OMM	Organización Meteorológica Mundial (WMO – World Meteorological Organization)
ONI	Oceanic Niño Index
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
PEN	Plan Energético Nacional
PNA	<i>Pacific – North American</i>
PNACC	Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático
PNASECC	Plan Nacional de Adaptación del Sector Energético al Cambio Climático
PNDF	Plan Nacional de Desarrollo Forestal
PNIEM	Programa Nacional de Investigaciones en Energía y Minería
POMCAS	Planes de Ordenamiento y Manejo de Cuencas Hidrográficas
PRODEPAZ	Programa de Desarrollo por la Paz
PROURE	Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales
PWM	Momentos ponderados probabilísticamente (Método para el ajuste de distribución probabilística)
RETIQ	Reglamento Técnico de Etiquetado
RUPI	Registro Único de Productores e Importadores
SAM	<i>Southern Annular Mode</i>
SDL	Sistema de Distribución Local
SFE	<i>Supply Function Equilibrium</i>
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SINAP	Sistema Nacional de Áreas Protegidas
SPNN	Sistema de Parques Naturales Nacionales
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domésticos
SST	Temperatura Superficial del Mar
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
TIES	Transferencias Internacionales de Electricidad
UAESPNN	Unidad Administrativa Especial de Parques Nacionales Naturales
UNFCCC/CMNUCC	Convención para el Cambio Climático de las Naciones Unidas
UNGRD	Unidad Nacional de Gestión de Riesgo de Desastres
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
XM	Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

Sigla	Significado
ZITC	Zona de Interconvergencia Tropical
ZNI	Zona No Interconectadas

ESTUDIO PARA DETERMINAR LA VULNERABILIDAD Y LAS OPCIONES DE ADAPTACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO COLOMBIANO FRENTE AL CAMBIO CLIMÁTICO

1. RESUMEN EJECUTIVO

El estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación de sector energético colombiano frente al cambio climático, se desarrolló bajo el marco del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático. El alcance de este estudio es identificar y analizar medidas de adaptación para este sector frente al cambio climático y la variabilidad climática. Para esto se desarrollarán los siguientes tres componentes: (i) identificación de los principales eventos meteorológicos y climáticos amenazantes observados y potenciales para el sector energético, (ii) análisis de la exposición y vulnerabilidad del sector eléctrico a los impactos de la variabilidad y el cambio climático considerando las amenazas actuales y futuras, y (iii) recomendaciones, identificación y análisis de medidas de adaptación para este sector, con el fin de minimizar la vulnerabilidad en la generación y transmisión de energía y de mantener la confiabilidad del abastecimiento energético.

El sector eléctrico en Colombia

El sistema eléctrico de potencia colombiano, Sistema Interconectado Nacional (SIN), a pesar de cubrir solo el 48% del territorio nacional provee energía a cerca del 98.2% del consumo total de energía eléctrica en el país. El resto de la demanda de energía se da en zonas remotas del territorio llamadas Zonas No Interconectadas. El SIN se encuentra en la Región Central o Andina y en la Costa Atlántica, con dos grandes subsistemas: el Central y el de la Costa Atlántica.

De igual forma, la generación en el país se encuentra localizada por regiones. La generación hidráulica se ubica principalmente en la Región Central y la generación térmica en la Costa Atlántica y el Magdalena Medio. El potencial de generación hidráulico en Colombia se estima aproximadamente entre 50 y 90 mil GW, actualmente aprovechando unas pocas cuencas para proyectos de gran envergadura, correspondientes a las cadenas de los ríos Porce-Nechí y Nare-Guatapé en Antioquia; Batá-Guavio y Menores de Bogotá en la Cordillera Oriental; y Sinú, Magdalena y del Pacífico. Aún queda un gran potencial por explotar y cuencas por desarrollar, destacando los futuros proyectos de Pescadero-Ituango, Sogamoso y Porvenir II, así como los proyectos que actualmente se encuentran registrados ante la UPME.

En cuanto a la generación térmica, la ubicación de las plantas de generación a gas coincide con el recorrido de los gasoductos de la Costa Atlántica y del centro del país, buscando las zonas de menor altura sobre el nivel del mar para mayor eficiencia, y en el Valle del Cauca, para dar confiabilidad al sistema en esa región. La generación a carbón se ubica en Norte de Santander, Boyacá y Cundinamarca, donde hay zonas de producción de este mineral.

En general, el alza en la demanda de energía es consecuente con el crecimiento económico que presenta el país, y revierte el decrecimiento presentado a finales de la década de los años 90. La demanda de energía en Colombia se concentra en los grandes centros poblados de la región andina y la costa atlántica. La capacidad

de generación instalada en el país asciende a los 14.5 GW, creando un margen de generación de alrededor de 5.5 GW equivalente a un 38%. Este margen es holgado debido a la necesidad de contar con un respaldo térmico que permita la demanda de escenarios críticos.

Como se dijo anteriormente, la fuente de generación más importante del territorio colombiano es la energía hidráulica, que corresponde aproximadamente al 65% de la capacidad de generación en el territorio nacional. A ésta le sigue el componente térmico, con un porcentaje aproximado de participación del 31%. En proporciones menores, existen centrales basadas en energías alternativas, como la eólica, plantas de cogeneración y microcentrales hidráulicas, que en total aportan más del 4% de la generación total del territorio. Es importante recalcar que el último incremento considerable en capacidad se dio en generación hidráulica y en menor medida en generación térmica a gas. Adicionalmente, se ha venido incrementando de manera progresiva la capacidad de generación en plantas menores, especialmente en Pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH).

El elevado peso del componente hidráulico en la canasta de generación, es la mayor fuente de vulnerabilidad del sistema energético colombiano frente a fenómenos climáticos de sequía como el Fenómeno del Niño. Como resultado de los impactos generados por eventos extremos que se presentaron en el pasado, actualmente el país cuenta con un respaldo importante de generación térmica que le ha permitido al sistema responder a las exigencias de los periodos de sequía en los últimos años.

El marco legal e institucional del sector eléctrico ha sido modificado acorde a las necesidades del sector. Hoy existen políticas sectoriales para garantizar el suministro de la energía través de la promoción de la generación, expansión y distribución del servicio. De otro lado, se crearon entidades para la planeación, regulación, vigilancia y control de la generación y distribución de la energía en el país. Actualmente la empresa XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P, es la encargada de operar el Sistema Interconectado Nacional y de administrar el mercado de energía eléctrica en Colombia. XM realiza la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN; a su vez, debe dar instrucciones a los Centros Regionales de Despacho, quienes operan las redes, subestaciones y plantas de generación en jurisdicciones regionales, para coordinar las maniobras de las redes bajo una perspectiva de operación confiable, además de administrar el Mercado de Energía Mayorista. XM es la empresa designada para realizar la subasta y asignación de obligaciones para los generadores, determinando el plazo por el cual proveerán la energía acordada.

El cargo por confiabilidad fue implementado en el año 2006, como un esquema que evolucionó a partir del cargo por capacidad establecido en 1996. El cargo por capacidad se generó como respuesta a la escasez de energía que sufrió el país en esa década. El antiguo cargo por capacidad consistía en remunerar la potencia firme de un generador al costo de la unidad térmica más eficiente disponible en el mercado. Esta potencia firme y el cargo por capacidad relacionado, se asignaban a través de un modelo de largo plazo que tenía en cuenta condiciones de hidrología crítica para evaluar la contribución en potencia de cada generador al sistema interconectado. El cargo por confiabilidad introducido en el 2006, cambió el concepto de potencia firme por el de energía firme. En este nuevo esquema, se enfatiza más en la confiabilidad del sistema a través de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que consisten en la cantidad de energía que pueden

proporcionar los generadores al sistema durante un periodo de tiempo determinado con sus recursos en condiciones críticas de abastecimiento (p.ej. baja hidrología). Estas obligaciones establecen una relación a largo plazo entre la generación y la demanda, generando incentivos para la permanencia e instalación de nuevas centrales de generación, para que se garantice el suministro de energía en el largo plazo y una estabilidad en los precios para los usuarios y en los ingresos para los generadores.

Las OEF son adquiridas por la demanda mediante transacciones centralizadas a través del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ASIC, y subastadas y asignadas única y exclusivamente entre los agentes que tengan o planeen tener activos de generación, con su correspondiente energía firme, a partir de una fecha determinada, y que resulten seleccionados en la subasta. La energía firme que tienen las empresas de generación y sobre la cual pueden adquirir las OEF en las subastas es la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales.

Fenómenos de El Niño y La Niña y su efecto en el sector eléctrico

Los fenómenos de El Niño y La Niña son fenómenos meteorológicos de gran impacto sobre el sector eléctrico. El primero consiste en el calentamiento por encima de lo normal de las aguas tropicales del océano Pacífico y que provoca un cambio en el patrón de comportamiento de los vientos y por ende en el patrón de comportamiento de las lluvias, con un déficit en las regiones Caribe y Andina (Martínez, 2010). Se caracteriza por temperaturas cálidas inusuales, con consecuencias significativas sobre el clima global. Por su parte el fenómeno de La Niña el caso contrario a El Niño, consistiendo en el enfriamiento por debajo de lo normal de las aguas tropicales del océano Pacífico y que provoca un cambio en el patrón de comportamiento de los vientos.

Como consecuencia, El Niño causa prolongación de los periodos secos incidiendo directamente sobre los aportes hídricos a los embalses. Esto lleva a la disminución de la generación hidroeléctrica, al aumento de la generación térmica y, ocasionalmente al racionamiento de energía. También conlleva alzas en los precios de la energía en bolsa y en contratos. Induce un mayor consumo de combustibles, incrementos en el uso de aire acondicionado y en la demanda de agua para riego. Por su parte, La Niña afecta negativamente las áreas donde se encuentran la mayor cantidad de embalses para la generación de energía eléctrica, ellas son: El norte y sur del departamento de Antioquia, occidente del Valle del Cauca, Cundinamarca y Tolima, así como parcialmente la región de Orinoquía. (CONPES, 2948).

Como consecuencia de la ocurrencia de estos eventos en diferentes años, el país ha adoptado una serie de medidas preventivas y correctivas sobre los impactos de estos dos fenómenos. Debido a la amenaza a la seguridad en el suministro por reducción de la oferta e incremento de la demanda. Igualmente genera pérdidas económicas por el pago de electricidad con altos precios y amenaza los ingresos de los generadores hidroeléctricos por una menor generación.

Estos dos fenómenos son tenidos en cuenta en los análisis pues son eventos de variabilidad climática que han impulsado diferentes medidas de adaptación en el país, además de representar generalmente los casos de hidrologías extremas.

A continuación se presenta los resultado obtenidos en para la modelación hidrológica y energética realizada para los embalses agregados, con el fin de poder determinar su vulnerabilidad ante Variabilidad y Cambio Climático.

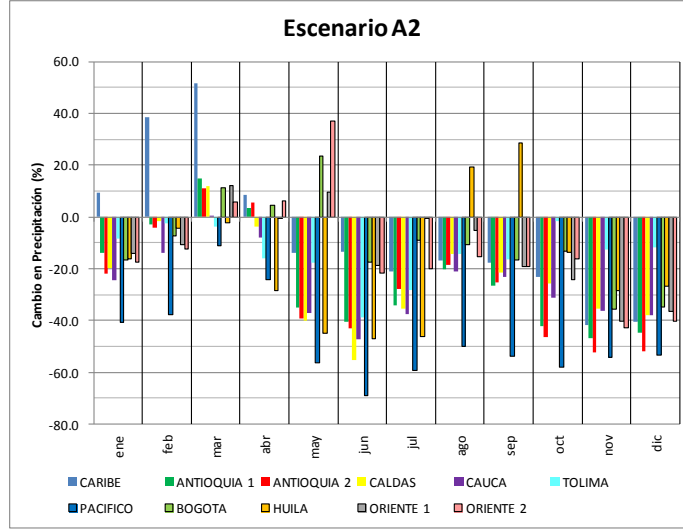
Modelación hidrológica y Modelo Energético

Una vez establecidos los embalses agregados con los que se llevaría a cabo el estudio, se realizó una caracterización y proyección de los regímenes de afluencias a cada uno de estos embalses. Tras ésta modelación hidrológica, se concluyó que los embalses agregados Caribe, Antioquia 2, Pacífico, Huila, Oriente 1 y Oriente 2 presentan una pendiente negativa en la mayoría de los meses, indicando que existe una disminución de los valores medios de precipitación mensual, sin embargo la tendencia es significativa solo para los embalses Caribe, Antioquia 2 y Oriente 2. Por otro lado, en los embalses agregados Antioquia 1, Caldas y Cauca el modelo indicó un aumento en los valores medios de precipitación, pero la tendencia solo es significativa para el embalse Antioquia 1.

Al igual que las series de precipitación usadas para la modelación, la base de datos con la modelación climática para los escenarios de Cambio Climático fue suministrada por el IDEAM. La información se organizó por variables (temperatura, humedad relativa y precipitación), zonas geográficas o cuencas hidrográficas (Alto Magdalena, Pacífico Sur, Sabana de Bogotá, etc.) y finalmente a nivel de las estaciones meteorológicas.

Para establecer los valores de precipitación en los embalses agregados, bajo las condiciones de los escenarios de cambio climático, se usaron únicamente las estaciones de precipitación de la base de datos que se encontraban en el área de influencia de cada embalse. Una vez identificadas, se promediaron los valores de cambio en porcentaje de precipitación (período 2011-2040) según cada escenario, obteniéndose así las nuevas precipitaciones mensuales. La gráfica que se presenta a continuación muestra los cambios porcentuales en la precipitación mensual bajo el escenario A2. Este mismo análisis se realizó para el escenario B2, A1B, y el escenario tendencial.

Figura 1: Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales de embalses agregados para el Escenario A2



Como se observa en la gráfica, para el escenario A2 se presentan disminuciones en las precipitaciones en todos los embalses agregados. Los meses críticos con mayores reducciones en la precipitación son junio, julio, noviembre y diciembre. El embalse Pacífico presenta las mayores disminuciones por el contrario, el embalse Caribe presenta incrementos en los meses de enero, febrero y marzo. De forma similar, en el escenario B2 se presentan disminuciones en las precipitaciones con valores críticos en los meses de junio, julio, noviembre y diciembre; el embalse Pacífico sigue presentando las mayores disminuciones y Caribe que presenta un incremento en las precipitaciones en los meses de enero, febrero y marzo, y reducciones de para los meses de abril a diciembre.

En el escenario A1B, los resultados de la modelación indicaron una disminución en las precipitaciones mensuales en todos los embalses agregados con valores críticos en los meses son junio, julio, agosto y septiembre. En este caso los meses de marzo y abril presentaron comportamientos mixtos, con incrementos en algunos embalses y disminuciones en otros. Para el escenario tendencial los cambios en las precipitaciones mensuales de los embalses agregados no se consideraron como significativos por lo que se asume que en este caso no hay variaciones con respecto a la condición actual.

Una vez obtenida la variación en la precipitación para cada escenario, se realizó la proyección a futuro de los caudales mensuales que se presentarán en cada embalse agregado. En general se encontró que todos los embalses agregados presentarán una disminución generalizada en sus caudales afluentes mensuales y anuales, para los tres escenarios de cambio climático analizados (A2, B2 y A1B) en donde los meses de mayo, junio, julio, octubre, noviembre y diciembre presentan las mayores disminuciones de caudales con respecto al régimen actual mientras que los meses de marzo y abril presentan las menores reducciones y en algunos casos se estiman leves incrementos de caudal afluente.

Para el grupo de embalses Antioquia 1, Antioquia 2, Caldas y Cauca se encontró gran similitud entre los resultados de los distintos escenarios A2, B2 y A1B. Las reducciones del caudal promedio anual estuvieron del orden de -25%, y los mayores incrementos en la variabilidad de los caudales se obtuvieron en los meses

de junio y octubre. El grupo de embalses de Tolima, Bogotá, Huila, Oriente 1 y Oriente 2 presentaron gran similitud entre los resultados de los escenarios A2 y B2, con reducciones en los caudales promedio anuales del orden de -15%, e incrementos de variabilidad localizados y distribuidos entre los meses de mayo, junio, julio, noviembre y diciembre. Esto empeora con los resultados del escenario A1B, donde las reducciones en los caudales promedio anuales son del orden de -30% y los incrementos de variabilidad son elevados en la mayoría de los meses.

Si bien los resultados obtenidos coinciden en el hecho de que habrá una reducción de la oferta hídrica de los embalses, en muchos casos los cambios porcentuales de los caudales mensuales son exagerados, llegando a tenerse reducciones mayores a 50% con respecto a la condición actual, valores que se consideran poco probables teniendo en cuenta que los análisis de tendencia de las series registradas de caudal, no muestran todavía evidencia estadística suficiente para demostrar que exista alguna tendencia lineal hacia la disminución de los caudales.

Finalmente, la información obtenida de la modelación hidrológica se corrió en el modelo de sistema energético nacional diseñado en este estudio. Éste modelo permite encontrar el equilibrio competitivo en un horizonte temporal para un sistema eléctrico real, específicamente el Sistema Interconectado Colombiano. Éste mercado es de formación de precios centralizado, es decir, la oferta y la demanda confluyen en un solo nodo y las plantas de generación son despachadas por mérito. Como aporte de este trabajo se consideró una aproximación a la red de transmisión vía restricciones en las transferencias de potencia entre las áreas eléctricas en que se dividió el mercado. Además de lo anterior, se consideró un mecanismo común de cubrimiento frente al riesgo como fue la energía comprometida en contratos de largo plazo.

El desarrollo de este modelo para el afluente de energía a futuro al SIN, teniendo en cuenta los escenarios de Cambio Climático, sugiere una incapacidad de abastecimiento de la demanda mediante los aportes hidrológicos de forma casi permanente, lo que implica que sin el respaldo de la generación térmica, a futuro se presentaría una escasez de energía en el país. En cuanto a la capacidad de regulación de los agentes generadores, se determinó que aquellos con mayor capacidad de regulación presentan una generación con una menor variabilidad, mientras que los que tienen una menor capacidad de regulación presentan una variabilidad mayor, variabilidad cercana al comportamiento de los afluentes hidrológicos. Es importante resaltar que este efecto, propio del modelo de teoría de juegos, es impactado sensiblemente por el nivel de contratación a largo plazo que tengan los agentes en el mercado.

Dado que el análisis de vulnerabilidad del sector eléctrico frente al cambio climático es un análisis de largo plazo, se debe tener presente que el análisis se realizó con valores promedios mensuales tanto para la generación como para los precios, por lo tanto, comportamientos típicos de la operación diaria o semanal como son los periodos de alta y baja demanda, quedan atenuados en la resolución mensual del modelo desarrollado.

El número de las plantas menores e inclusive de plantas despachadas centralmente pero a filo de agua se ha incrementado en los últimos años. Esto sumado a los proyectos que actualmente se encuentran en la fase de diseño, y viabilidad, hacen que el componente de la generación de este tipo de plantas dentro de la canasta energética sea cada vez más relevante. Este mayor componente de generación a filo de agua está totalmente

expuesto a los impactos hidrológicos debido a que no tienen ninguna capacidad de regulación sobre su afluencia hídrica. Adicionalmente, el modelo permite concluir que las plantas hidroeléctricas correspondientes a los grandes embalses están ubicadas sobre regiones deficitarias en precipitación resultado del fenómeno de El Niño. En las regiones en donde aumenta la precipitación no existen y no se tienen previstos, proyectos hidroeléctricos de gran tamaño.

De igual forma, se observó en términos generales que antes del ingreso de una gran capacidad hidroeléctrica como es el caso de Pescadero Ituango, el precio de la energía fluctúa alrededor de un valor medio igual 113 COP/kWh para el escenario A1B y de 102 COP/kWh para los otros dos escenarios A2 y B2. Sin embargo con el ingreso de Pescadero Ituango, el precio de la energía se reduce significativamente, llegando su valor mínimo posible definido por el CEE.

Los valores de precios resultantes para cada uno de los escenarios probados definen que el sistema eléctrico colombiano tendría un alto nivel de preparación para afrontar el cambio climático en el largo plazo. Esto es debido al ingreso de grandes fuentes de generación hidráulica y térmica en las fechas establecidas en el plan de expansión vigente, que bajo los supuestos de disponibilidad plena en el suministro y transporte del combustible responde adecuadamente a las necesidades del mercado.

Vulnerabilidad de embalses agregados

La vulnerabilidad ante el Cambio Climático en los embalses agregados se determinó por medio de una priorización de diferentes factores. Esta priorización se utilizó como insumo para la identificación de las medidas de adaptación que permitan reducir la exposición y/o vulnerabilidad del SIN, a las amenazas actuales y futuras asociadas al cambio climático y la variabilidad climática que se presentan más adelante.

Los factores tenidos en cuenta para la priorización de los embalses fueron:

- La magnitud del cambio en las afluencias al embalse como consecuencia del cambio climático
- La magnitud de los aumentos en la variabilidad climática como consecuencia del cambio climático
- El número de meses del año en los que la variabilidad climática aumentaría como consecuencia del cambio climático
- La importancia relativa en términos de capacidad de generación de energía eléctrica que el embalse representa para el país
- La Resiliencia del Embalse, dada por su capacidad para recuperarse de perturbaciones climáticas extremas. Esto se determina con base en la capacidad de almacenamiento del embalse.

Con estos factores se calculó, para cada embalse agregado, un índice de vulnerabilidad por medio de la fórmula que se presenta a continuación:

$$\text{Índice de Vulnerabilidad} = 100 * \frac{[-\Delta A] * NM * Re}{OVC * IR}$$

En donde ΔA corresponde al porcentaje de cambio en las afluencias al embalse como consecuencia del cambio climático, NM es el número de meses del año en los que la variabilidad climática aumentaría como consecuencia del cambio climático y Re es la Resiliencia del embalse, determinada a partir de la capacidad

de almacenamiento total de los embalses físicos que componen el embalse agregado. *OVC* es el Orden según la Variabilidad Climática (varía entre 1 y 11; donde 1 es el embalse que tendrá un mayor aumento en la variabilidad climática) e *IR* es la Importancia Relativa que el embalse representa para el país en términos de capacidad de generación de energía.

Posteriormente los embalses fueron clasificados en cuatro niveles, teniendo en cuenta la priorización realizada. Los niveles se establecieron teniendo en cuenta la capacidad que tendría un embalse agregado para generar energía de acuerdo al valor obtenido por el índice de vulnerabilidad.

1. **Nivel 1:** Embalses agregados con Índice de Vulnerabilidad mayor a 100. Son los embalses agregados más vulnerables y expuestos a las amenazas del cambio climático. Su capacidad para generar energía en el futuro se podría ver seriamente limitada o condicionada por el cambio climático y la variabilidad climática. Estos embalses serán prioritarios para la definición de las medidas de adaptación.
2. **Nivel 2:** Embalses agregados con Índice de Vulnerabilidad menor a 100 y mayor a 10. Son embalses agregados cuya capacidad para generar energía en el futuro podría verse limitada o condicionada por el cambio climático y la variabilidad climática. Si bien no se espera que estos embalses sufran efectos significativos, las consecuencias del cambio climático sobre su capacidad de generación deben ser consideradas.
3. **Nivel 3:** Embalses agregados con Índice de Vulnerabilidad menor a 10 y mayor a 0. Son embalses agregados cuya capacidad para generar energía podría verse ligeramente limitada o condicionada por el cambio climático y la variabilidad climática. Se recomienda considerar los efectos del cambio climático sobre su capacidad de generación, especialmente en el largo plazo.
4. **Nivel 4:** Embalses agregados con Índice de Vulnerabilidad negativo. Son aquellos embalses que probablemente no se verán afectados negativamente por el cambio climático, pudiendo incluso resultar beneficiados. Para estos embalses el cambio climático podría constituir una oportunidad más que una amenaza.

A continuación se presenta la tabla con los resultados obtenidos para cada uno de los cinco factores analizados, el índice de vulnerabilidad calculado y el nivel de vulnerabilidad que se le asignó a cada embalse.

Tabla 1 Vulnerabilidad de los embalses agregados

Embalse	Cambio en afluencias ¹	Orden según aumento en Variabilidad	No. de meses en que aumenta Variabilidad	Imp. relativa del embalse ²	Orden según resiliencia ³	Índice de Vulnerabilidad	Nivel de Vulnerabilidad
Caribe	-14%	8	5	10	4	3,5	3
Antioquia 1	-25%	2	9	4	6	168,8	1
Antioquia 2	-28%	3	10	3	9	280,0	1
Caldas	-22%	4	6	9	10	36,7	2
Cauca	-26%	5	10	1	3	156,0	1
Tolima	-15%	9	7	11	8	8,5	3
Pacífico	-47%	1	11	8	11	710,9	1
Bogotá	-9%	10	9	7	7	8,1	3
Huila	-19%	7	10	5	2	10,9	2
Oriente 1	-13%	11	6	6	1	1,2	3
Oriente 2	-10%	6	9	2	5	37,5	2

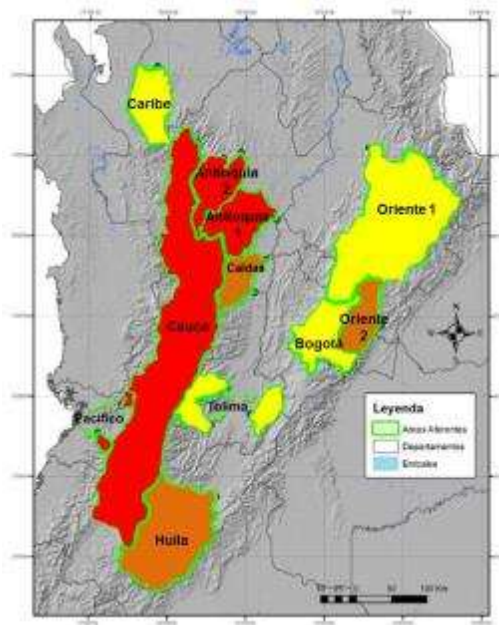
Los embalses agregados en su totalidad, presentan algún tipo de vulnerabilidad positiva, lo que hasta el momento significa que el Cambio Climático, no genera oportunidades para el aumento en la generación en ningún embalse. Por el contrario, todos los embalses agregados se verían afectados negativamente en cuanto a su capacidad efectiva de generación.

¹ Promedio anual

² Por su capacidad instalada de generación

³ Dada por la capacidad de almacenamiento de los embalses reales dentro del embalse agregado

Figura 2: Vulnerabilidad de los embalses agregados



Medidas de Adaptación

Las medidas de adaptación del sector eléctrico tienen como objetivo esencial minimizar la vulnerabilidad del sector al Cambio Climático. Deben dotar al sector con la capacidad para prevenir, reaccionar y enfrentar de manera oportuna sus amenazas; minimizando sus potenciales impactos económicos y sociales. Todo esto para asegurar el mantenimiento de un ritmo positivo y sostenible de crecimiento en el largo plazo.

Algunas medidas de adaptación tienen un alcance nacional. Se trata principalmente de políticas, legislación, regulaciones, acuerdos, etc. que son emitidos por las autoridades del Gobierno Nacional y por el Congreso de la República. De estas medidas de adaptación son objeto todos los agentes en todas las regiones. Vale la pena destacar que varias de ellas ya están en marcha, y algunas han evidenciado ya sus beneficios. Algunas de ellas han sido promovidas por el sector energético mismo; y otras son de carácter ambiental. De otra parte, la diversidad de las regiones en cuanto a su clima, hidrología, el estado de conservación de sus cuencas y sus particulares realidades sociales e institucionales, hace pensar que existe un conjunto de medidas de adaptación que deben ser identificadas, priorizadas y aplicadas regionalmente.

Dentro de las medidas de adaptación al Cambio Climático en el sector eléctrico que se encuentran actualmente en marcha se encuentran las políticas, normas y acuerdos desarrollados durante los últimos 20 años que han contribuido a disminuir la vulnerabilidad del sector eléctrico al Cambio Climático. Por otro lado se han desarrollado políticas sectoriales específicas como las leyes 142 y 143 de 1994 que promueven la diversificación y uso racional y eficiente de la energía, la ley 697 de 2001 que declaró el uso eficiente de la energía de interés social, público y de conveniencia nacional. De igual forma se han establecido beneficios tributarios para el desarrollo de planes de ahorro y uso eficiente de energía así como para la migración hacia tecnologías más limpias de generación. En conclusión el país ha realizado esfuerzos en materia, legal,

normativa y de política para promover las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) y la diversificación de fuente de generación en general.

En cuanto a las políticas ambientales desarrolladas para la reducción de la vulnerabilidad ante el Cambio Climático se encuentra la Política Nacional para la Gestión del Recurso Hídrico que determina el ordenamiento de las cuencas del país y los usos que se le puede dar al recurso. De igual forma se encuentran el establecimiento del caudal ambiental por medio de la regulación 865 de año 2004, la Política de Prevención y Control de la Contaminación Atmosférica, las Comunicaciones Nacionales de Cambio Climático ante Naciones Unidas y el Proyecto Nacional de Adaptación al Cambio Climático como medidas ambientales de adaptación al cambio y vulnerabilidad climática.

Medidas de adaptación a futuro

Como en el caso de las medidas de adaptación de la década de los años 90, la implementación de las que ya están contenidas en los documentos de política descritos anteriormente y las del futuro generarán costos al tiempo que abrirán nuevas oportunidades. Esas oportunidades deberán estar asociadas a la generación de nuevos beneficios sociales. Los beneficios sociales de las medidas de adaptación deben ser mayores a sus costos en el largo plazo. Ese balance positivo las hará justificables. Es probable, sin embargo, que los beneficios y los costos de esas medidas no estén uniformemente distribuidos. Lo que, en todo caso, es necesario es que la sociedad en su conjunto perciba en el mediano y en el largo plazo un beneficio neto positivo.

Las medidas de adaptación propuestas fueron divididas en dos grandes grupos: Medidas de adaptación a nivel nacional y medidas de adaptación a nivel regional y local. Estas últimas se determinaron teniendo en cuenta las características y condiciones futuras de cada uno de los embalses agregados.

Las medidas de adaptación a nivel nacional son aplicables a todos los agentes y regiones del país, buscando principalmente **La Optimización del Uso de las Fuentes Convencionales de Energía** de manera que se asegure una oferta suficiente y permanente de electricidad a costos sociales bajos en el mediano y largo plazo; la **Diversificación de las Fuentes de Energía** (FNCE) de manera que el sector haga uso de las fuentes disponibles; la **Optimización del Consumo** de la electricidad de manera que se asegure que la electricidad consumida genere los mayores beneficios sociales a los menores costos en el mediano y largo plazo; **Políticas Ambientales** que incluye las dirigidas hacia la Conservación de las Cuencas y de los Ecosistemas de Interés Nacional de manera que se disminuya la vulnerabilidad y se mitiguen los efectos del cambio climático sobre la hidrología de las distintas regiones.

Con la optimización del Uso de las Fuentes Convencionales de Energía se pretende utilizar los recursos energéticos de manera tal que al generar con ellos y al transportar la energía generada, se entregue al mercado la máxima cantidad de electricidad posible, a los menores costos sociales. Ésta optimización implica entonces: el mejoramiento en la eficiencia de los procesos de generación, el mejoramiento en la eficiencia de los procesos de transmisión y distribución, y el aumento en la capacidad de generación. Las medidas propuestas tienen en cuenta los incentivos económicos del mercado de electricidad, las tasas de uso de agua, el caudal ecológico, el diseño mantenimiento y actualización de planes de reducción de pérdidas y el

desarrollo de una infraestructura suficiente para el transporte del gas natural; para ser desarrolladas a corto plazo y ser reevaluadas de forma permanente una vez implementadas.

Es muy importante destacar que varias de esas medidas han sido ya, de una u otra forma, enunciadas y propuestas en los documentos de política sectorial y ambiental antes descritos. En algunos casos su desarrollo ha sido escaso y han faltado los instrumentos que efectivamente aseguren su puesta en marcha.

En cuanto a la Diversificación de Fuentes de Energía se proponen cambios regulatorios que permitan facilitar el acceso de fuentes no convencionales de energía, la creación de tarifas diferenciales y el diseño de un cargo por confiabilidad que reconozca la temporalidad de los recursos. Para asegurar esta diversificación se proponen medidas específicas para la energía eólica, solar, las PCH's , energía a partir de biomasa y energía geotérmica. La implementación de estas medidas y proyectos se propone que sea a corto plazo teniendo en cuenta que algunas de ellas pueden requerir revisiones y ajustes a lo largo del tiempo.

La optimización del consumo de electricidad busca que la electricidad consumida genere los mayores beneficios sociales a los menores costos en el mediano y largo plazo. Para esto se propone la implementación de programas e inversiones en el sector residencial que permitan reducir la demanda o aumentar la eficiencia en el uso de la energía, estudios para determinar las condiciones necesarias para micro-generar energía eléctrica en el sector residencial y la revisión de los subsidios a la energía eléctrica en los estratos 1, 2 y 3. También se debe tener en cuenta el incremento de la cobertura del servicio de gas domiciliario y la adopción del reglamento de etiquetado - RETIQ – que proveerá a los consumidores con las características de consumo de electricidad de diferentes electrodomésticos. En el sector industrial se plantea la capacitación en investigación para la optimización de procesos como las cadenas de frío, iluminación y eficiencia de los equipos. También se propone la renovación de tecnologías y la implementación de programas de gestión integral de energía en las empresas.

De igual forma se propone la reevaluación del cargo por confiabilidad de tal forma que tenga en cuenta las hidrologías críticas para cada central generadora y la garantía física de la disponibilidad de combustibles para las centrales térmicas. Se promueve el desarrollo de medidas que faciliten la entrada de proyectos de cogeneración de pequeña y mediana capacidad al SIN.

Finalmente, se propusieron medidas de adaptación desde el sector ambiental que buscan por medio de la conservación de cuencas y ecosistemas, con claro énfasis en la protección de los ecosistemas de alta montaña. La regulación ambiental ha incentivado el uso eficiente de los recursos hídricos y el control de las emisiones por parte del sector eléctrico, por lo que para que ésta continúe incentivando la eficiencia en el uso de los recursos energéticos, y por esa vía siga contribuyendo a la adaptación del sector al cambio climático, debe ser actualizada, aprovechando los cambios tecnológicos y atendiendo los cambios en las preferencias y demandas de calidad ambiental de la sociedad.

Atado a los dos tipos de medidas de adaptación anteriormente descritas, se debe promover el fortalecimiento institucional para que las organizaciones responsables del diseño, actualización e implementación de políticas y regulaciones ambientales, relevantes para la conservación y el uso eficiente de los recursos de los cuales

depende la viabilidad de largo plazo del sector eléctrico. Este fortalecimiento debe ser un proceso permanente para poder armonizar las políticas con los cambios tecnológicos y con otras políticas generadas sectoriales.

En conclusión, se han identificado dos tipos principales de medidas de adaptación que le pueden dar al sector energético la capacidad para prevenir, mitigar, reaccionar y enfrentar de manera oportuna a las amenazas asociadas al cambio climático. El primer tipo corresponde a medidas de adaptación de alcance nacional. Estas corresponden, principalmente, a intervenciones en el ámbito de las políticas y las regulaciones emitidas por las autoridades del Gobierno Nacional y por el Congreso de la República. De estas medidas de adaptación son objeto todos los agentes en todas las regiones. El segundo tipo de medidas son identificadas, priorizadas y aplicadas de manera regional, considerando la vulnerabilidad de los embalses agregados al cambio climático, y sus particulares realidades sociales y ambientales.

La continuación y profundización de estos esfuerzos de política nacional, lo mismo que su complementación con estrategias y políticas recientes dirigidas a la restauración de ecosistemas degradados, al ordenamiento ambiental del territorio y a la conservación y manejo de los recursos hídricos, se constituyen en medidas estratégicas de adaptación del sector eléctrico de la mayor importancia.

En cuanto a las modelaciones realizadas en el marco de este estudio, éstas apuntan a que el cambio climático podría limitar la capacidad efectiva de generación en todos los embalses agregados. El cambio climático probablemente no generará oportunidades para el aumento en la capacidad efectiva de generación para ningún embalse agregado en el país. Los embalses agregados que presentan una mayor vulnerabilidad son (Nivel 1 de Vulnerabilidad) son: Pacífico, Cauca, Antioquia 1 y Antioquia 2.

Teniendo lo anterior en mente, las medidas de adaptación deben, en la medida de lo posible, atacar las variables fundamentales que determinan el nivel de vulnerabilidad. Los efectos de algunas de esas variables no se puedan atenuar, sin embargo es posible atenuar el efecto de variables tales como el aumento en la variabilidad climática, la disminución en las afluencias y el número de meses en los que aumenta la variabilidad. Esto mediante el mejoramiento de la capacidad reguladora de las cuencas hidrográficas que depende, fundamentalmente, del estado de conservación de la cobertura vegetal.

Las cuencas en las cuales los beneficios económicos de la conservación y la restauración podrían ser mayores, son aquellas en las cuales se esperan las mayores disminuciones en afluencias y los mayores aumentos en variabilidad: Cauca, Pacífico, Antioquia 1 y Antioquia 2. En consecuencia las inversiones en restauración y conservación de las cuencas y ecosistemas de estos embalses agregados son la que generarían los mayores beneficios económicos -y evitarían los mayores costos- para el sector eléctrico.

2. INTRODUCCIÓN

El alcance del presente estudio titulado “*Determinación de la vulnerabilidad y opciones de adaptación del sector energético frente al cambio climático*”, es aportar la información necesaria para identificar y analizar medidas de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático y la variabilidad climática.

Para lograr los objetivos planteados, se desarrollarán los siguientes tres componentes: (i) identificación de los principales eventos meteorológicos y climáticos amenazantes observados y potenciales para el sector energético, (ii) análisis de la exposición y vulnerabilidad del sector eléctrico a los impactos de la variabilidad y el cambio climático considerando las amenazas actuales y futuras, y (iii) recomendaciones, identificación y análisis de medidas de adaptación para este sector, con el fin de minimizar la vulnerabilidad en la generación y transmisión de energía y de mantener la confiabilidad del abastecimiento energético.

Los eventos meteorológicos y climáticos futuros serán analizados bajo tres escenarios: uno tendencial que hace referencia a la normal climatológica Colombiana y dos escenarios de cambio climático establecidos por el IPCC. Estos escenarios se describen de manera breve más adelante. Así mismo se realizará la evaluación del marco normativo del sector energético y los planes de acción gubernamentales con el fin de alinear las medidas de adaptación a proponer en el documento.

Teniendo en cuenta que los resultados de este estudio serán un insumo para la formulación del “Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático” del sector energético, éste se ha desarrollado de acuerdo con los lineamientos del documento “Adaptación de Bases Conceptuales” de dicho Plan.

El Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) hace parte de las estrategias que actualmente adelanta el país para prepararse y adaptarse al cambio climático. Está siendo desarrollado por el Departamento Nacional de Planeación con el apoyo del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el IDEAM y la Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres UNGRD. El PNACC busca reducir el riesgo y los impactos socio – económicos asociados a la variabilidad climática y al cambio climático; espera generar un mayor conocimiento sobre los potenciales riesgos y oportunidades; incorporar la gestión del riesgo en la planificación de desarrollo sectorial y territorial; y disminuir la vulnerabilidad de los sistemas socio-económicos y ecológicos ante eventos de variabilidad climática. El Plan define cinco líneas estratégicas que servirán como guías de trabajo generales para los diferentes sectores y territorios en la formulación de sus planes de adaptación. Estas son 1) Concientizar sobre el cambio climático, 2) Generar información y conocimiento para medir el riesgo climático, 3) Planificar el uso del territorio, 4) Implementar acciones de adaptación, 5) Fortalecer la capacidad de reacción.

El presente estudio se encuentra bajo el marco del PNACC, y ayudará a generar información base para medir el riesgo ante la variabilidad y cambio climático y definir medidas de adaptación para el sector energético, tanto a nivel nacional como a nivel regional.

3. OBJETIVOS

3.1. Objetivo General

Desarrollar el análisis de la exposición y vulnerabilidad del sector energético Colombiano frente a las amenazas relacionadas con eventos de variabilidad y cambio climático, enfocándose en la producción y transmisión de energía eléctrica e incluyendo la formulación y análisis de medidas de adaptación.

3.2. Objetivos Específicos

- Evaluar la frecuencia, intensidad e impactos de eventos meteorológicos y climáticos amenazantes para la generación y transmisión eléctrica de este sector.
- Analizar la exposición y vulnerabilidad asociada a la variabilidad del clima y al cambio climático de los sistemas de oferta energética, especialmente de aquellos existentes o en etapa de planificación.
- Identificar, evaluar y priorizar medidas de adaptación del sector energético ante la exposición y/o vulnerabilidad del sector frente al cambio climático.

4. RESUMEN METODOLÓGICO

El primer paso para el desarrollo de este estudio fue realizar un análisis histórico de los eventos de variabilidad y cambio climático que han afectado al sector de energía eléctrica colombiano, analizando la respuesta del sector ante éstos. Posteriormente, se evaluaron los potenciales efectos del cambio y la variabilidad climática sobre la capacidad de generación de energía eléctrica en el país, haciendo especial énfasis en los fenómenos de El Niño y La Niña debido a las afectaciones que estos eventos han generado en el pasado.

Para analizar el comportamiento hidrológico del país relevante para el sector eléctrico, se conformaron embalses agregados teniendo en cuenta criterios geográficos de cercanía entre los embalses individuales, las empresas propietarias y operadoras de las centrales hidroeléctricas y las capacidades de generación de cada sistema. Estos embalses, que se describen en el capítulo 5, contienen las centrales hidroeléctricas presentes y futuras más representativas para el país en términos de capacidad de energía eléctrica.

Para la determinación de los cambios hidrológicos que se puedan presentar como consecuencia del cambio climático, se realizó una caracterización y proyección de los regímenes de afluencias a los embalses agregados. Para esto se realizó un análisis tendencial de la precipitación en cada embalse agregado y se parametrizó un modelo estocástico de lluvia-escorrentía. Con esto, para cada embalse se construyeron los escenarios de precipitación bajo dos escenarios de Cambio Climático (A2 y B2; considerando un escenario Pesimista y uno Optimista) y se aplicó el modelo estocástico parametrizado anteriormente. Como resultado de lo anterior, se establecieron las afluencias futuras a los embalses, permitiendo identificar aquellos que tendrán variaciones más significativas debido a la variabilidad climática y al cambio climático en el futuro.

Luego de esto, se realizó una simulación del mercado energético colombiano teniendo en cuenta los resultados de la modelación hidrológica para la disponibilidad del recurso, las posibles acciones que los generadores pueden tomar, las variaciones en la demanda de energía y los efectos que esto tendría sobre la confiabilidad del recurso y el precio de la energía eléctrica.

Recogiendo los resultados y hallazgos de las dos etapas anteriores, se procedió a determinar el nivel de vulnerabilidad de los embalses agregados frente a las amenazas del cambio climático y la variabilidad climática, y a identificar y proponer medidas de adaptación que permitan reducir dicha exposición y/o vulnerabilidad, y por consiguiente el estrés sobre el sistema energético. Para esto se realizó un análisis normativo para determinar qué medidas pueden ser implementadas dentro del marco normativo vigente y cuáles requerirían modificaciones de éste. Como parte de este proceso, se analizaron las medidas de política ambiental y sectorial (energética, minera, agrícola) en marcha que contribuyen a la adaptación, y se identificaron nuevas políticas y medidas de adaptación que serían necesarias. Las medidas de adaptación propuestas se dividen en dos grupos: medidas del nivel nacional y medidas del nivel regional. Las medidas regionales pretenden disminuir la vulnerabilidad frente a la variabilidad climática y al cambio climático de cada uno de los embalses agregados, y fueron definidas teniendo en cuenta la realidad y el índice de vulnerabilidad de cada uno de dichos embalses. Como parte del análisis de medidas de adaptación se identifican las entidades responsables de su ejecución, las barreras para su implementación, y sus costos asociados., se propone un plan de implementación en el que se priorizan las medidas y se establecen responsables y plazos de ejecución a corto, mediano y largo plazo.

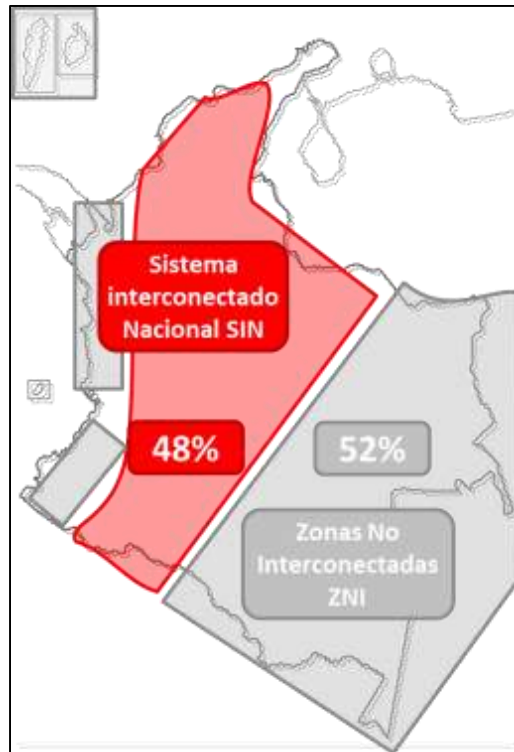
5. EL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA

Esta sección presenta las características que predisponen al sector a ser afectado por amenazas generadas por eventos de cambios climáticos, así como aquellas que condicionan su capacidad para anticipar, absorber y/o recuperarse de los efectos que un evento de estos pueda generar.

5.1. Características del Sector

El sistema eléctrico de potencia colombiano, llamado Sistema Interconectado Nacional (SIN) está conformado por los generadores de energía, los centros de carga y las líneas de transmisión y distribución que los interconectan. A pesar de que el sistema cubre aproximadamente el 48% del territorio, alimenta cerca del 98.2% de los usuarios y casi la totalidad de los consumos, ver Figura 3 El resto de usuarios se ubican en las regiones más remotas del territorio llamadas Zonas No Interconectadas. En total la cobertura del servicio de energía eléctrica en Colombia asciende al 95.5% ver **Figura 4**.

Figura 3. Porcentaje de territorio cubierto por el Sistema Interconectado Nacional-SIN y el correspondiente a Zonas No Interconectadas-ZNI



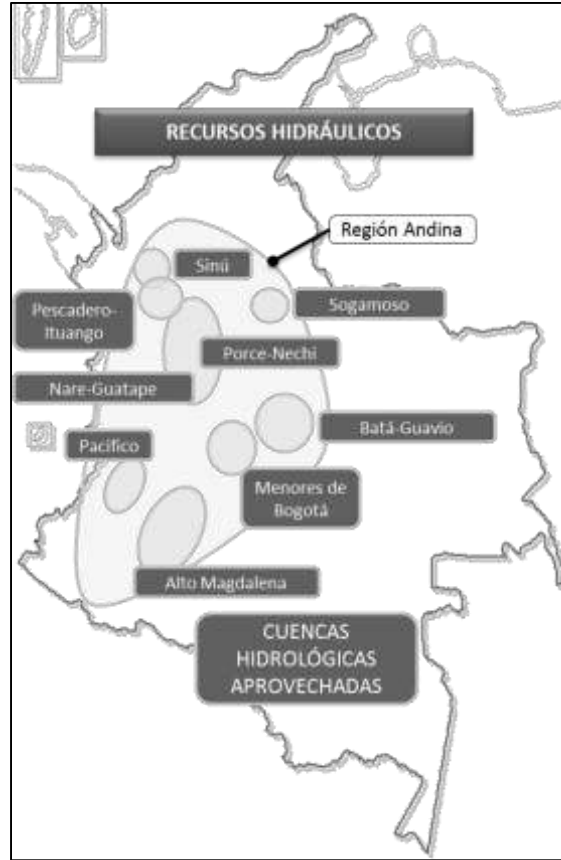
Fuente: IPSE, 2012

Por la configuración geográfica del país y su propio desarrollo, el Sistema Interconectado Colombiano presenta unas características básicas y una configuración que influye en su funcionamiento, en la operación del sistema de potencia y en las restricciones y problemas que se presentan. El SIN se encuentra en la

Región Central o Andina y en la Costa Atlántica, presentando dos grandes subsistemas: el Central y el de la Costa Atlántica. Estos subsistemas están interconectados por el sistema de 500kV, en un principio con un doble circuito desde San Carlos hasta Sabanalarga, para luego ser cerrado en anillo con un circuito desde Bolívar hasta Primavera y Bacatá, tal como se muestra en la Figura 3 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

La generación también se encuentra localizada por regiones. La hidráulica se ubica principalmente en la Región Central y la generación térmica en la Costa Atlántica y el Magdalena Medio. El potencial de generación hidráulico en Colombia fue estimado en 94,443 MW en el denominado Estudio del Sector de Energía Eléctrica ESEE en 1979. Un desarrollo conjunto entre el IDEAM y la UPME ha llevado a resultados de máximo 73,830 MW, promedio de 52,658 MW y mínimo de 28,973 MW en términos de densidad lineal de potencial observada como un promedio anual multianual (UPME, 2011), actualmente aprovechando unas pocas cuencas para proyectos de gran envergadura, correspondientes a las cadenas de los ríos Porce-Nechí y Nare-Guatapé en Antioquia; Batá-Guavio y Menores de Bogotá en la Cordillera Oriental; y Sinú, Magdalena y del Pacífico, tal como se presenta en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Estos proyectos corresponden a los proyectos que en su momento eran los más viables conforme a su ubicación geográfica, estudios y diseños disponibles, requerimientos energéticos, y valor del kilowatio instalado. Aún queda un gran potencial por explotar y cuencas por desarrollar, destacando los futuros proyectos de Pescadero-Ituango, Sogamoso y Porvenir II, así como los proyectos que actualmente se encuentran registrados ante la UPME.

Figura 4. Ubicación de la generación hidráulica 2012



Fuente: IEB, 2013

Por el lado de la generación térmica, ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, la ubicación de las plantas de generación a gas coincide con el recorrido de los gasoductos de la Costa Atlántica y del centro del país, buscando las zonas de menor altura sobre el nivel del mar para mayor eficiencia, y en el Valle del Cauca, para dar confiabilidad al sistema en esa región. La generación a carbón se ubica en Norte de Santander, Boyacá y Cundinamarca, donde hay zonas de producción de este mineral.

Figura 5. Ubicación de la generación térmica 2012

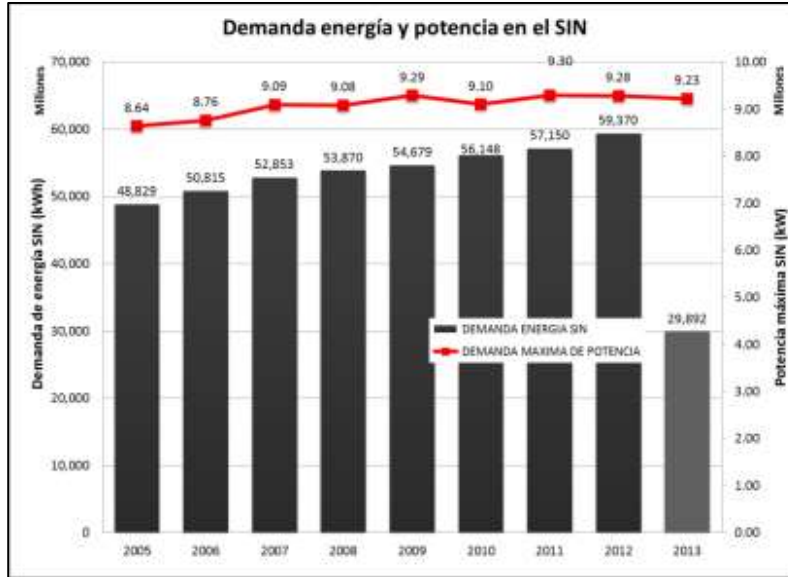


Fuente: IEB, 2013

La demanda de energía eléctrica del SIN en el año 2012 fue de 59.370 GWh-año, presentando un incremento promedio de 2.63% en los últimos siete años, ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

El alza en la demanda de energía es consecuente con el crecimiento económico que igualmente se presenta en el país, y revierte el decrecimiento presentado a finales de la década de los años 90. La demanda de energía en Colombia se concentra en los grandes centros poblados de la región andina y la costa atlántica.

Figura 6. Demanda de energía del SIN



Fuente: XM, 2013

La Demanda máxima de energía se ha mantenido un poco por encima de los 9 GW a partir del año 2007, siendo en el año 2012 igual a 9.28 GW. Las demandas máximas de potencia se dan en el mes de diciembre. Se observa como el crecimiento de la demanda máxima de potencia no va al mismo ritmo del crecimiento en el consumo de energía.

La capacidad instalada de generación de energía asciende a los 14,5 GW, dando como resultado un margen de generación de alrededor de 5,5 GW, equivalente a un 38%. Dicho margen de generación es holgado debido a la necesidad de contar con un respaldo térmico que permita atender la demanda en escenarios críticos de hidrología.

Como se dijo anteriormente, la fuente de generación más importante del territorio colombiano es la energía hidráulica, que corresponde aproximadamente al 65% de la capacidad de generación en el territorio nacional. A ésta le sigue el componente térmico, con un porcentaje aproximado de participación del 31%. En proporciones menores, existen centrales basadas en energías alternativas, como la eólica, plantas de cogeneración y microcentrales hidráulicas, que en total aportan más del 4% de la generación total del territorio.

Es importante recalcar que el último incremento considerable en capacidad se dio en generación hidráulica y en menor medida en generación térmica a gas. Adicionalmente, se ha venido incrementando de manera progresiva la capacidad de generación en plantas menores, especialmente en Pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH).

La generación por tipo de fuente para el año 2012 fue de 44,9 GWh-año en hidráulica y de 11,5 GWh-año en térmica, para un total de 60,1 GWh-año. En cuanto a distribución del aporte por fuente la generación

hidráulica representó un 74.7% mientras que la térmica un 19% y la generación de plantas menores y cogeneración un 5.9%.

Colombia posee un potencial energético significativo, gracias a la gran cantidad de recursos hidráulicos y a las reservas comprobadas de carbón y gas. Adicionalmente, está siendo reforzado con nuevos circuitos de 500 kV entre el centro del país y la Costa Caribe. La carga del Sistema Interconectado Nacional se divide entre la Costa Atlántica, el Caribe, Antioquia, la Región Central y el suroeste del territorio colombiano. La mayor parte de la Región Oriental del país, en donde se encuentran grandes zonas selváticas poco habitadas, no está incluida en el Sistema Interconectado Nacional. Colombia y Ecuador han establecido un sistema para las transferencias internacionales de electricidad (TIES), bajo el cual generalmente el sistema colombiano exporta energía al territorio ecuatoriano, aunque se percibe ocasionalmente un flujo de energía en dirección contraria para apoyo ante contingencias en Colombia, sin embargo durante los últimos años, la entrada en operación de nuevas centrales hidroeléctricas en Ecuador ha generado una disminución en la cantidad de energía exportada hacia ese país.

De otro lado, el elevado peso del componente hidráulico en la canasta de generación, es la mayor fuente de vulnerabilidad del sistema colombiano a fenómenos climáticos de sequía como el Fenómeno del Niño. Aunque en el año 1992 este fenómeno ocasionó un racionamiento energético en todo el territorio, actualmente el país cuenta con un respaldo importante de generación térmica que le ha permitido al sistema responder adecuadamente a las exigencias de los periodos de sequía en los últimos años.

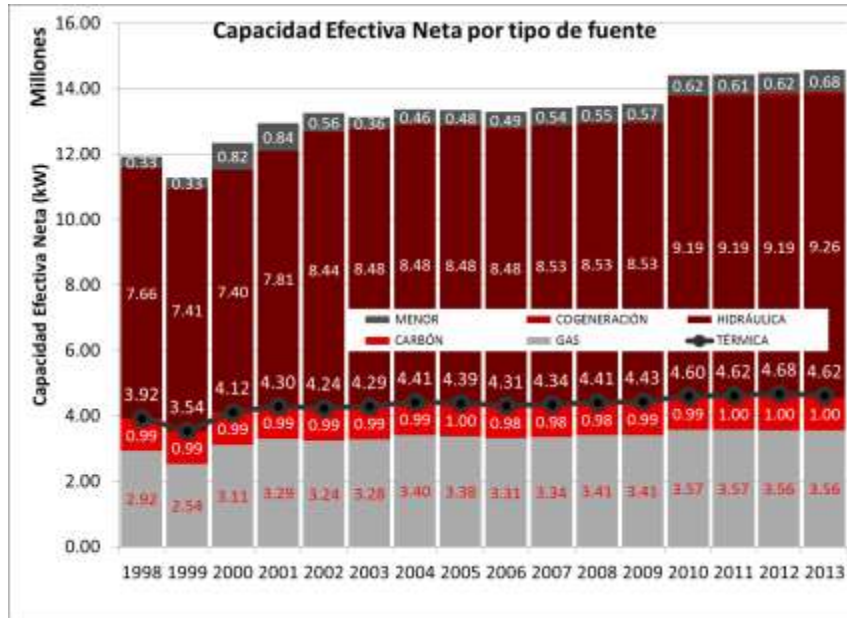
5.1.1. Evolución del sector

La evolución de la capacidad de generación efectiva en el país, durante los últimos 16 años, no ha sido uniforme para todos los tipos de fuentes. La capacidad de generación hidráulica se mantuvo prácticamente estancada durante los años 2002-2009, retomando luego la senda de crecimiento gracias al nuevo esquema de cargo por confiabilidad. Por su lado, la capacidad de generación térmica a gas natural mantuvo una senda creciente hasta cuando la problemática del abastecimiento y disponibilidad del gas natural comenzó a condicionarlos proyectos de expansión asociados a este combustible.

En cuanto a la capacidad en carbón, esta se ha mantenido prácticamente inalterada, pero se prevé la entrada de una gran cantidad de proyectos en el futuro conforme a las asignaciones de energía firme de la subasta del cargo por confiabilidad de 2011 y 2012. Las plantas menores también han venido mostrando un ritmo creciente observando una aceleración en los últimos años.

En general la evolución de la capacidad instalada en Colombia tuvo un proceso de crecimiento en la parte térmica a partir del fenómeno del niño de 1992-1993. De hecho, el Cargo por Capacidad inicial y la modificación realizada posteriormente tendía a favorecer la instalación de plantas térmicas.

Figura 7. Capacidad Efectiva Neta por Tipo de Fuente

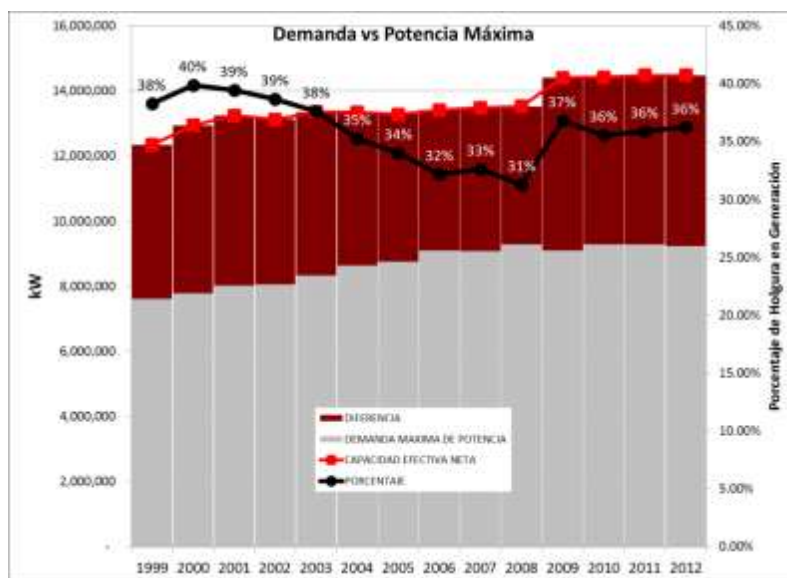


Fuente: XM, 2013

Luego, con el correr de los años se evidenció que el Cargo por Capacidad durante su periodo de vigencia de 10 años no generaba los incentivos necesarios para la instalación de grandes proyectos hidroeléctricos. Por su parte, El Cargo por Confiabilidad generó incentivos para el desarrollo de proyectos de generación con largos tiempos de construcción, y revirtió la dinámica volviendo a incentivar la construcción de grandes centrales hidroeléctricas. Se observa entonces como el crecimiento de la capacidad de generación se ve incentivado por las señales emitidas por la regulación. La capacidad de generación evoluciona en el largo plazo y obedece a dinámicas de inversión de proyectos en un horizonte entre 20 y 30 años y de periodos de maduración y de puesta en funcionamiento de 4 años o más.

A continuación se presenta la evolución comparada entre la Demanda y la Potencia Máxima. En general el margen de generación en el sistema colombiano, de alrededor del 35% es alto en comparación a otros mercados. Esto, ha permitido enfrentar con solvencia situaciones de sequía. Ese margen venía decreciendo de manera sostenida desde el 2000 hasta el ingreso de nuevas plantas de generación en el 2009.

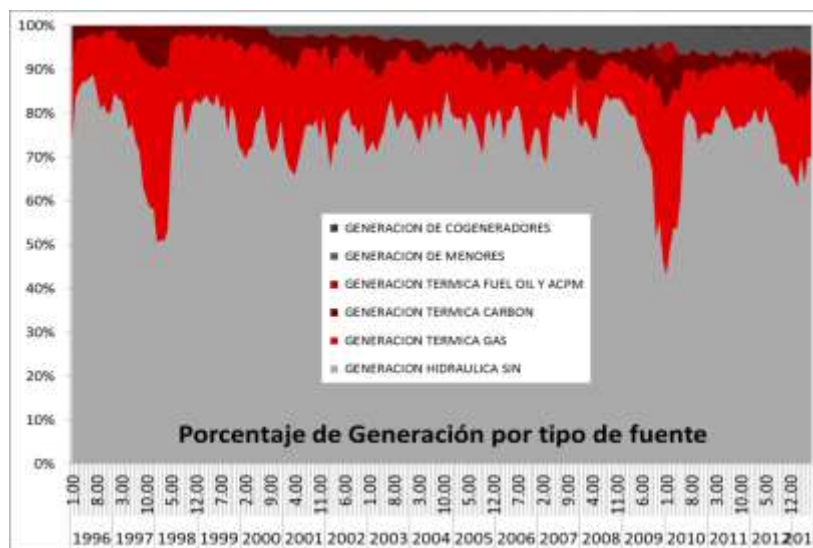
Figura 8. Balance de Potencia



Fuente: XM - 2013

De manera específica se observa como en épocas de Niño muy pronunciado la proporción hidráulico-térmicos se acerca al 50%-50%, mientras que en épocas de alta hidrología la proporción es cercana a 80%-20%; no siendo mayor gracias a las necesidades de respaldo térmico por concepto de soporte de tensiones en la Costa Caribe y generación por seguridad.

Figura 9. Generación por tipo de fuente

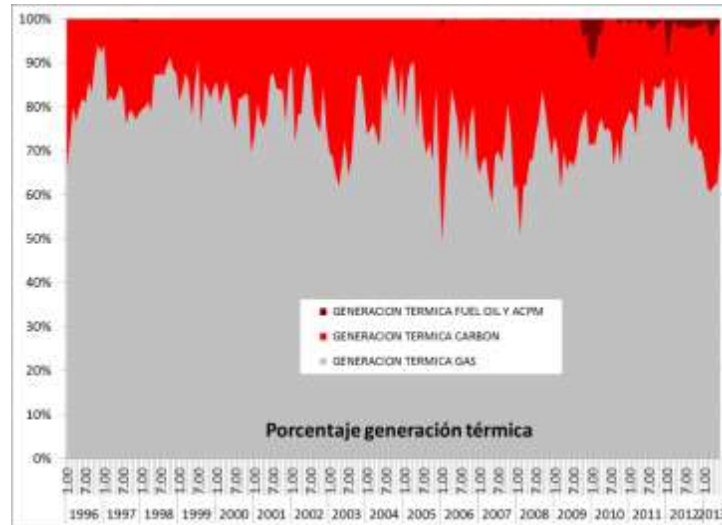


Fuente: XM, 2013

Revisando el comportamiento de la generación térmica se observa como se ha venido produciendo un cambio en la proporción del aumento progresivo de la participación de generación a carbón frente a la generación a

gas natural, así como la presencia cada vez más alta de la generación a líquidos, en especial durante periodo de ocurrencia de El Niño del 2009-2010.

Figura 10. Generación Térmica



Fuente: XM, 2013

Revisando las componentes de generación durante las épocas de hidrologías extremas se observa en la siguiente Figura, que durante El Niño de 1998, en el mes de enero la generación hidráulica fue de un 51%, mientras que la generación a gas fue del 39% y la generación a carbón del 10%

Figura 11. Generación por tipo de fuente en enero de 1998



Fuente: XM, 2013

En contraste, en julio de 1999 la generación con agua fue del 85% y la generación térmica a gas el 13%.

Figura 12. Generación por tipo de fuente en julio de 1999



Fuente: XM, 2013

El siguiente evento de hidrología crítica corresponde a enero de 2010 donde la generación hídrica sólo representó el 43%, mientras que el gas natural un 38%, el carbón el 10% y los líquidos el 5%.

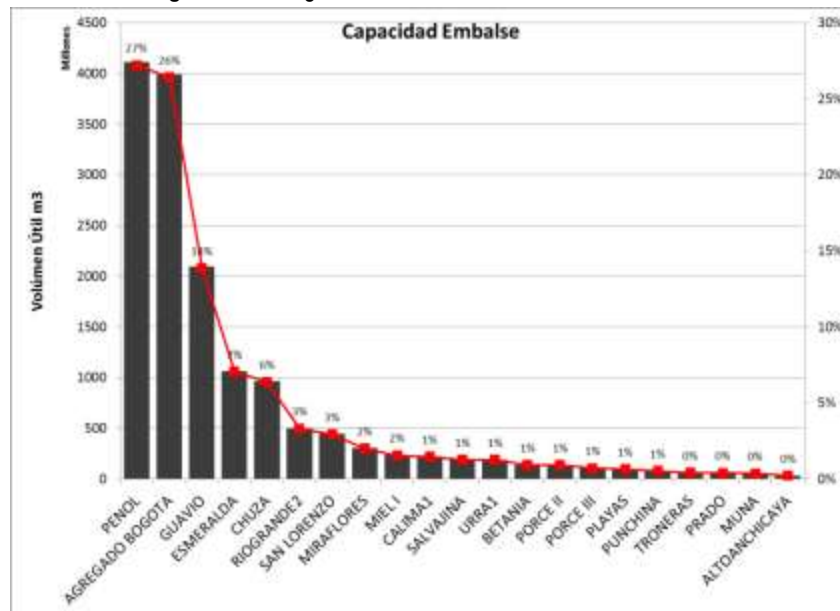
Figura 13. Generación por tipo de fuente en enero de 2010



Fuente: XM, 2013

En cuanto a la capacidad de almacenamiento de los embalses del país, los de mayor capacidad son El Peñol y el agregado Bogotá. La figura que se presenta a continuación ilustra la capacidad de almacenamiento de los principales embalses del país.

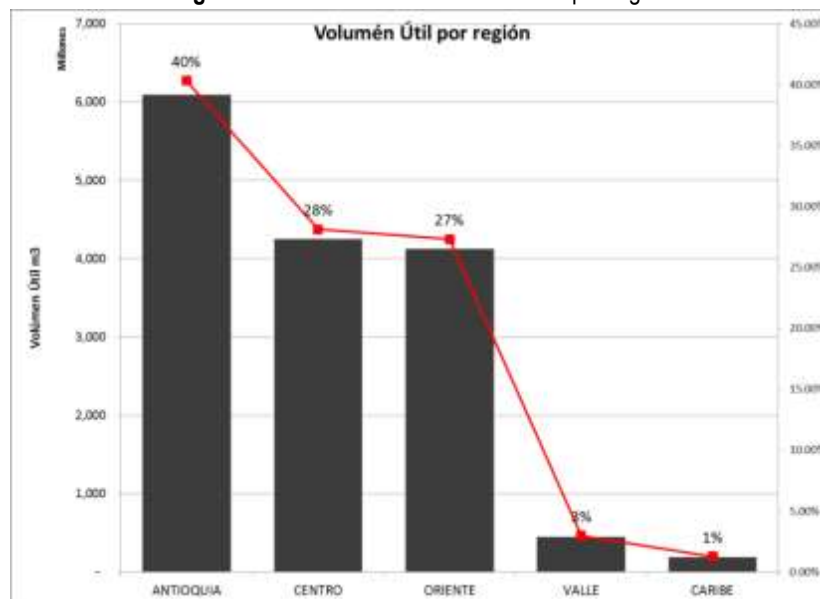
Figura 14. Energía Almacenada volumen de los embalses



Fuente: XM, 2013

Por región la mayor capacidad de almacenamiento se encuentra en la región de Antioquia seguida por Centro y Oriente.

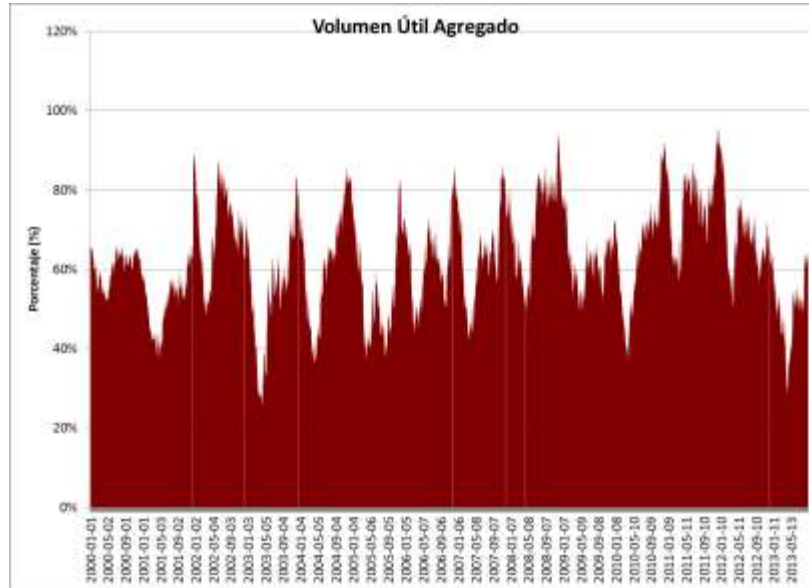
Figura 15. Volumen útil de los embalses por región



Fuente: XM, 2013

Las variaciones en el volumen útil agregado durante los últimos 13 años, muestran claramente como la capacidad de almacenamiento se disminuye dramáticamente, llegando al 30%, durante los periodos de hidrología crítica como en los años 2003, 2009-2010 y recientemente en el 2013.

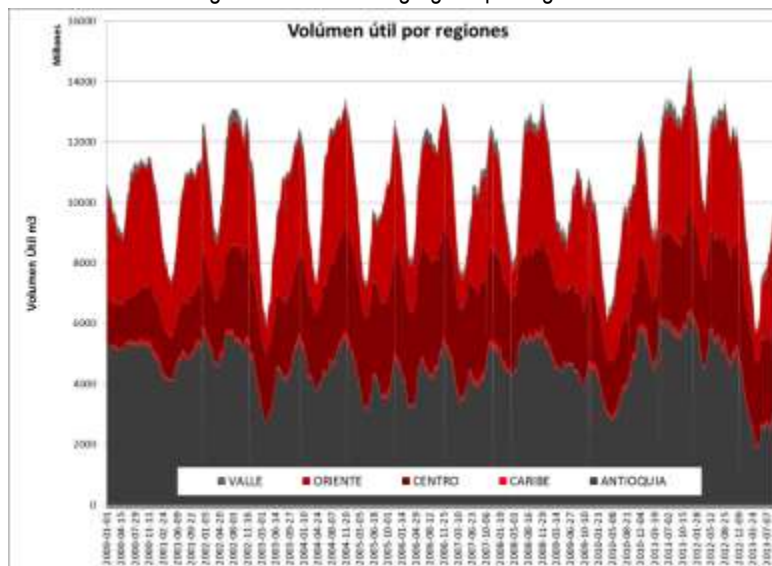
Figura 16. Volumen agregado



Fuente: XM, 2013

Por el contrario en periodos de altas hidrologías se puede observar que se alcanzan valores superiores al 90%, como en el año 2012. Un aspecto importante para resaltar es, como la poca capacidad de regulación genera una gran variabilidad en los volúmenes de los embalses mes a mes, pudiendo caer drásticamente en cuestión de dos o tres meses.

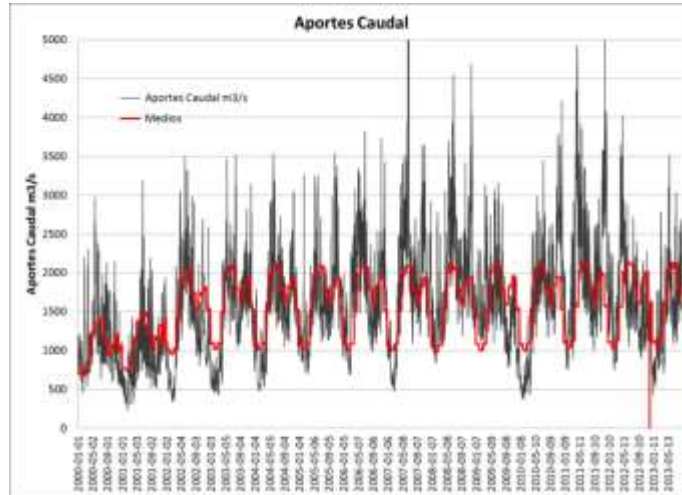
Figura 17. Volumen agregado por regiones



Fuente: XM, 2013

A continuación, se presenta la evolución de los caudales que alimentan el sistema hidrológico del SIN en comparación con los valores medios históricos.

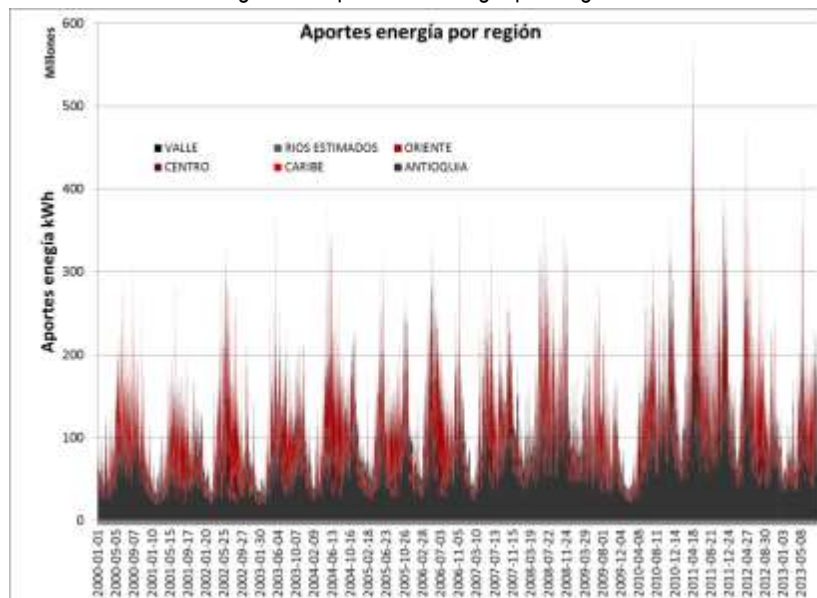
Figura 18. Nivel de aportes



Fuente: XM, 2013

En la Figura 18 se observa cómo en los años donde se produjeron fenómenos del Niño 2003 y 2009-2010 los aportes de energía se reducen significativamente, mientras que en los años de Niña los aportes de caudales son muy superiores a los medios. En términos energéticos se observa una gran variabilidad en los aportes de energía.

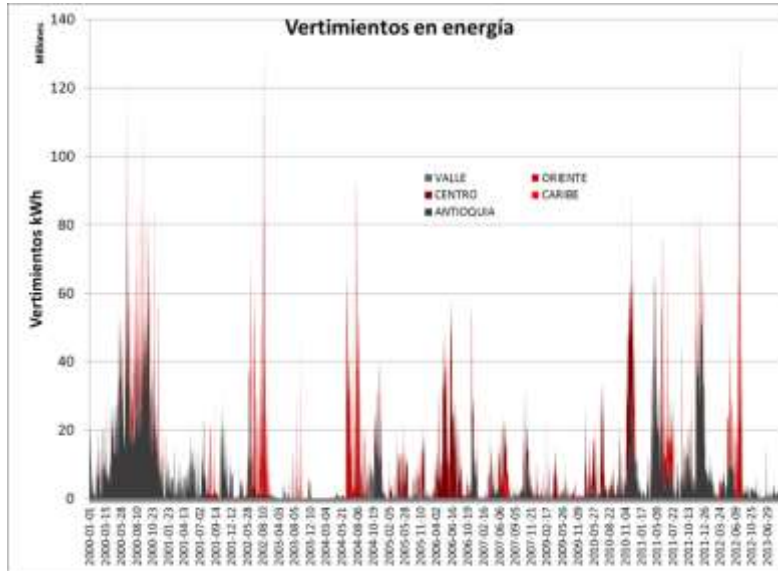
Figura 19. Aportes de energía por Región



Fuente: XM, 2013

Al analizar los aportes anuales en términos energéticos y su variabilidad, se observa cómo las regiones que presentan un mayor aporte son las de Antioquia, seguidas por la de Oriente y Centro. Se observan grandes variaciones año a año en el rango donde se ubican los aportes máximos y mínimos.

Figura 20. Nivel de vertimiento en términos energéticos



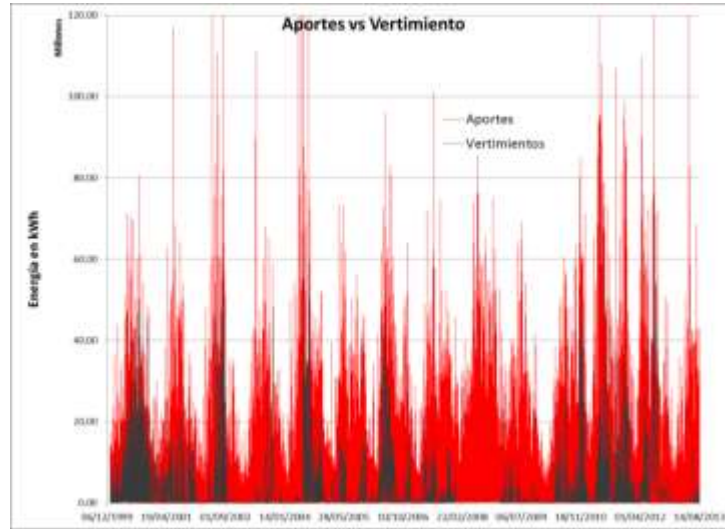
Fuente: XM, 2013

Revisando la distribución de vertimientos por año en general se observa que los períodos de mayor vertimiento se producen en las épocas de La Niña. Éstos también se pueden dar por indisponibilidad de las plantas de generación o en desviaciones en las predicciones hidrológicas y de almacenamiento de los agentes, sumado a la energía atrapada que se puede generar por causas de restricciones en la red.

Los embalses que presentan una mayor cantidad histórica de vertimientos son el embalse agregado de Bogotá, Guavio y San Lorenzo.

En conclusión, se observa cómo por la poca capacidad de regulación de los embalses y durante los periodos de altos aportes se presenta un alto volumen de vertimientos.

Figura 21. Aportes vs vertimientos

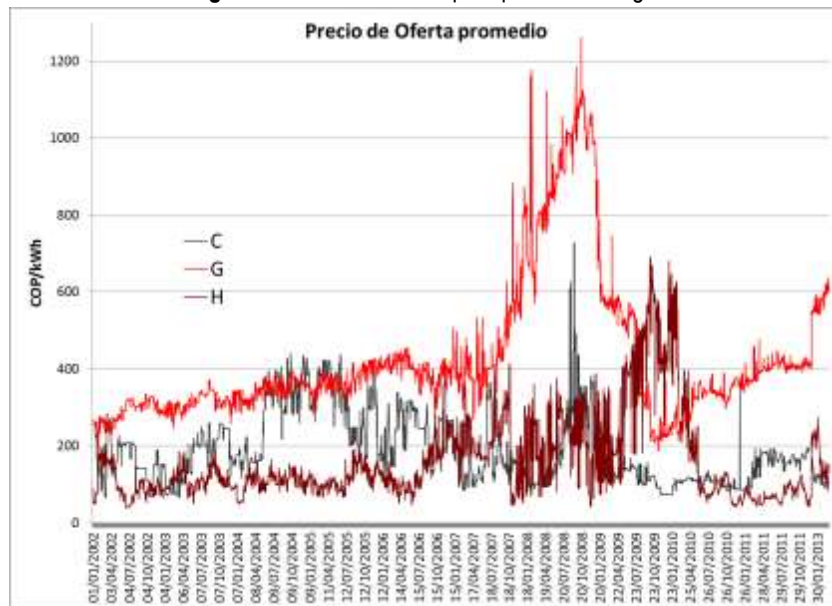


Fuente: XM, 2013

Revisando la correlación entre los aportes de energía y los vertimientos, se observan algunos periodos durante los cuales se presentan vertimientos a pesar de no tener los mayores aportes y periodos donde a pesar de haber grandes aportes, los vertimientos son bajos.

El primer efecto de las condiciones hidrológicas es el que se refleja en los precios de oferta. Aunque en principio el efecto de la hidrología se vería reflejado únicamente en los precios de oferta de los hidráulicos, también se terminan reflejando en los precios de oferta de los otros recursos.

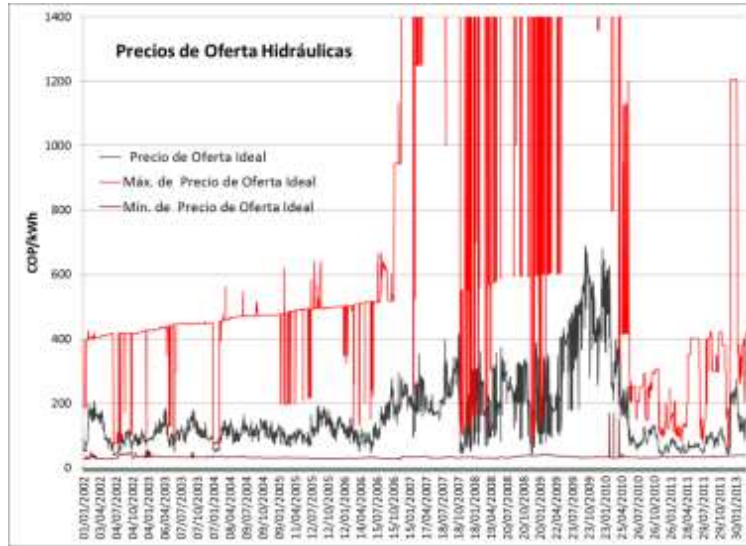
Figura 22. Precio ofertado por tipo de tecnología



Fuente: XM, 2013

De manera particular para el caso de los precios de oferta hidráulicos se observa como los precios de oferta incrementaron significativamente durante el fenómeno del Niño del 2009-2010 y disminuyeron significativamente en la Niña del 2010-2011.

Figura 23. Precios de oferta de plantas hidráulicas



Fuente: XM, 2013

En general, se observa adicionalmente que los máximos valores tienden a ser muy altos de manera que reflejan de alguna forma la indisponibilidad del recurso para generar. Los valores mínimos se conservan constantes (CEE + Otros Costos variables) durante todo el horizonte, reflejando, en general, que hasta en sequías críticas se presentan altas posibilidades de vertimiento

5.2. Marco legal e institucional

Dando continuidad al análisis del sistema eléctrico colombiano, el marco legal e institucional que se presenta a continuación muestra como se ha tratado de dar confiabilidad al sistema.

La constitución de 1991, el racionamiento de energía en 1992 y la necesidad de reformar el marco legal e institucional del sector eléctrico colombiano darían lugar a que en el año 1994 se promulgaran las leyes 142 y 143. Estas establecieron la separación de los negocios de la energía eléctrica (generación, transmisión, distribución y comercialización) y la creación de entidades estatales para realizar el papel de la regulación, la planeación, la vigilancia y el control en el mercado de electricidad.

Como consecuencia, varias empresas del Sector Eléctrico Colombiano se separaron. Se formaron nuevas empresas para los negocios de generación, transmisión, distribución y comercialización. Además, se crearon nuevas entidades de orden estatal encargadas de la regulación (CREG), la vigilancia y el control (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios) y la planeación (Unidad de Planeación Minero Energética).

Desde el año 1995 comenzó a operar en Colombia el Mercado de Energía Mayorista (MEM), operado por Interconexión Eléctrica, que a la vez estaba encargada de operar el Sistema Interconectado Nacional a través del Centro Nacional de Despacho. En el año 2005, la operación del mercado de energía mayorista y del sistema interconectado nacional pasa a una nueva empresa denominada XM, Compañía de Expertos en Mercados.

Figura 24. Esquema Institucional Sector Eléctrico



Fuente: IEB, 2013

5.2.1. Política Sectorial

El organismo encargado de establecer las políticas sectoriales concernientes a la energía eléctrica en Colombia es el Ministerio de Minas y Energía. El Ministerio, cuenta entre sus funciones con la responsabilidad de determinar las políticas, los reglamentos y ejercer control y promoción sobre la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos, minerales, gas, además de garantizar el suministro de la energía a través de la promoción de la generación, la expansión y la distribución de este servicio.

Relacionado con el sector de energía eléctrica, el Ministerio está encargado de establecer políticas que tratan sobre la generación, la transmisión, las interconexiones y la distribución de energía eléctrica, y de formular normas técnicas relacionadas con este bien. A su vez, está encargado de divulgar las políticas desarrolladas y establecer los planes de expansión del servicio de energía eléctrica en el territorio colombiano.

5.2.2. Planeación

El organismo encargado de la planeación del sistema eléctrico colombiano es la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. La UPME es un organismo con carácter de Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía que nació en el año 1992 a partir de la antigua Comisión Nacional de Energía. Su actual estructura administrativa, sus funciones y la asignación de los recursos para su funcionamiento se establecieron a partir de la ley 143 de 1994.

Como función principal, la UPME está encargada de realizar la planeación del desarrollo de los sectores de minas y energía en Colombia, de tal manera que se sustente la formulación de políticas estatales que propendan a este fin.

5.2.3. Regulación

La entidad encargada de la regulación de los servicios públicos de energía eléctrica en Colombia es la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG-, creada en el año 1994 gracias a la promulgación de las leyes 142 y 143. Este organismo está adscrito al Ministerio de Minas y Energía en calidad de Unidad Administrativa Especial.

La misión de la Comisión de Regulación de Energía y Gas es promover la competencia en el sector de servicios públicos de energía eléctrica y gas y regular los monopolios en los subsectores donde no sea posible la competencia, con el fin de incentivar la calidad en la prestación de estos servicios y la eficiencia económica de las empresas participantes en el sector.

Su estructura la conforman el Ministro de Minas y Energía, quien es el presidente de la comisión; el Ministro de Hacienda y Crédito Público; el Director del Departamento Nacional de Planeación; el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, que actúa en la comisión con voz pero sin voto; y cinco expertos en temas energéticos y regulatorios nombrados por el Presidente de la República para un período de cuatro años.

5.2.4. Vigilancia y Control

La entidad encargada de la vigilancia y el control de las empresas prestadoras de servicios públicos de energía eléctrica es la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD. Esta entidad fue creada a partir de la constitución de 1991 para que ejerciera la vigilancia y el control sobre las empresas de servicios públicos por delegación del Presidente de la República.

Las funciones que cumple la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios consisten en proporcionar información sobre las evaluaciones de gestión a las prestadoras de servicios públicos, emitir conceptos sobre la prestación de servicios públicos a comisiones y ministerios, certificar la estratificación para la aplicación de las tarifas, definir los sistemas de información contable que deben implementar las empresas prestadoras de servicios públicos, resolver recursos de apelación y de reposición en casos concretos sobre servicios públicos, vigilar y controlar las empresas de servicios públicos de acuerdo a lo estipulado en la ley 142 de 1994, investigar irregularidades de las empresas y sancionar a las empresas que no cumplan las normas a las cuales están obligadas.

5.2.5. Entidades Asesoras

En la estructura del Sector Eléctrico Colombiano existen dos entidades encargadas de apoyar al sector en aspectos técnicos relacionados con la operación del sistema eléctrico y con la comercialización de energía

eléctrica. Estos organismos, creados a partir de las leyes 142 y 143, son el Consejo Nacional de Operación y el Comité Asesor de Comercialización.

La función del Consejo Nacional de Operación es velar por el cumplimiento del reglamento de operación y formular recomendaciones técnicas para garantizar la correcta operación del SIN bajo una óptica de seguridad, confiabilidad y mínimo costo.

El Comité Asesor de Comercialización tiene la función de asesoramiento a la CREG en el seguimiento y revisión de aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista en Colombia. Su conformación data del año 2000, cuando se creó a partir de la resolución CREG 068 de 1999, aunque varias resoluciones de la Comisión han modificado aspectos relacionados con los alcances de sus propuestas y la conformación de su estructura.

5.2.6. Operación del Sistema Interconectado y del Mercado de Energía

La empresa XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P, es la encargada de operar el Sistema Interconectado Nacional y de administrar el mercado de energía eléctrica en Colombia. Esta empresa es actualmente una sociedad anónima cuyo accionista mayoritario es Interconexión Eléctrica S.A., de quien anteriormente hacía parte como una de sus dependencias. Su conformación como empresa independiente de Interconexión Eléctrica S.A. data de 2005.

XM maneja una estructura organizativa en la cual sobresalen dos dependencias: el Centro Nacional de Despacho –CND- y el Mercado de Energía Mayorista –MEM-. El Centro Nacional de Despacho tiene como objetivos fundamentales la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN; a su vez, debe dar instrucciones a los Centros Regionales de Despacho, quienes operan las redes, subestaciones y plantas de generación en jurisdicciones regionales, para coordinar las maniobras de las redes bajo una perspectiva de operación confiable.

El Mercado de Energía Mayorista está encargado de manejar el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC). El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) es el encargado de registrar los contratos de energía a largo plazo y las fronteras comerciales, así como de facturar, liquidar y cobrar todas las obligaciones que resulten del intercambio de energía en la bolsa, y de organizar las subastas de energía firme para el modelo de cargo por confiabilidad. El liquidador y administrador de cuentas (LAC) realiza las funciones de calcular y facturar los cargos por uso de las redes de transporte y distribución, de determinar el ingreso regulado de los transportadores y de liquidar y facturar cargos para los comercializadores.

5.2.7. Cargo por Confiabilidad

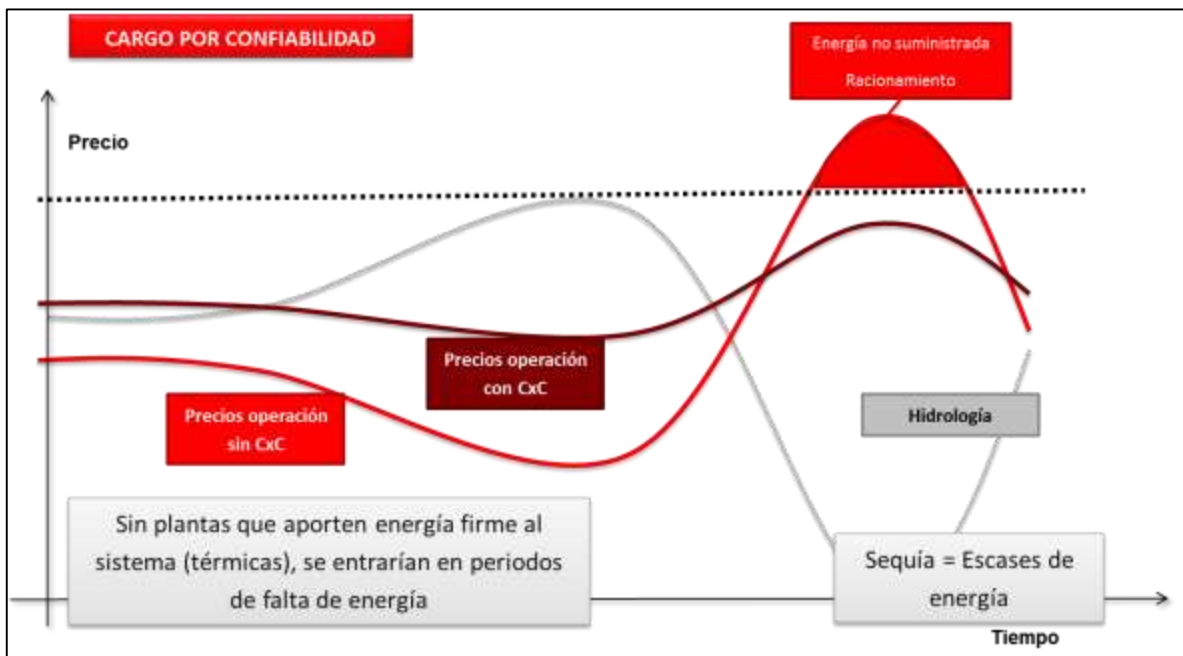
El cargo por confiabilidad es una herramienta del mercado colombiano para dar a los agentes generadores y posibles inversionistas las señales económicas necesarias para construir nuevas plantas de generación.

Tras la aplicación del cargo por capacidad durante diez años, el 1º de diciembre de 2006 el esquema evolucionó hacia el cargo por confiabilidad. El antiguo cargo por capacidad consistía en remunerar la potencia firme de un generador al costo de la unidad térmica más eficiente disponible en el mercado, que para el caso colombiano eran 5.25\$/kW-mes correspondientes a una turbina de gas de ciclo abierto. Esta potencia firme, y el cargo por capacidad relacionado, se asignaban a través de un modelo de largo plazo que tenía en cuenta condiciones de hidrología crítica para evaluar la contribución en potencia de cada generador al sistema interconectado. Con esta asignación, se lograba un ingreso adicional para los generadores, lo cual mostraba señales económicas más eficientes en el largo plazo y evitaba una exposición completa a la volatilidad de la bolsa de energía, que en Colombia es apreciable por la alta componente hidráulica del sistema.

El cargo por confiabilidad introducido en el 2006 cambió el concepto de potencia firme por el de energía firme. En este nuevo esquema, se enfatiza más en la confiabilidad del sistema a través de las Obligaciones de Energía Firme, que consisten en la cantidad de energía que pueden proporcionar los generadores al sistema durante un periodo de tiempo determinado con sus recursos en condiciones críticas de abastecimiento (p.ej. baja hidrología).

La Figura 25 muestra una representación del efecto del cargo por confiabilidad en el mercado, y su importancia para garantizar el suministro bajo condiciones críticas de hidrología. La energía firme para el cargo por confiabilidad es de aplicación tanto en planta de generación térmica como hidráulicas.

Figura 25. Cargo por confiabilidad



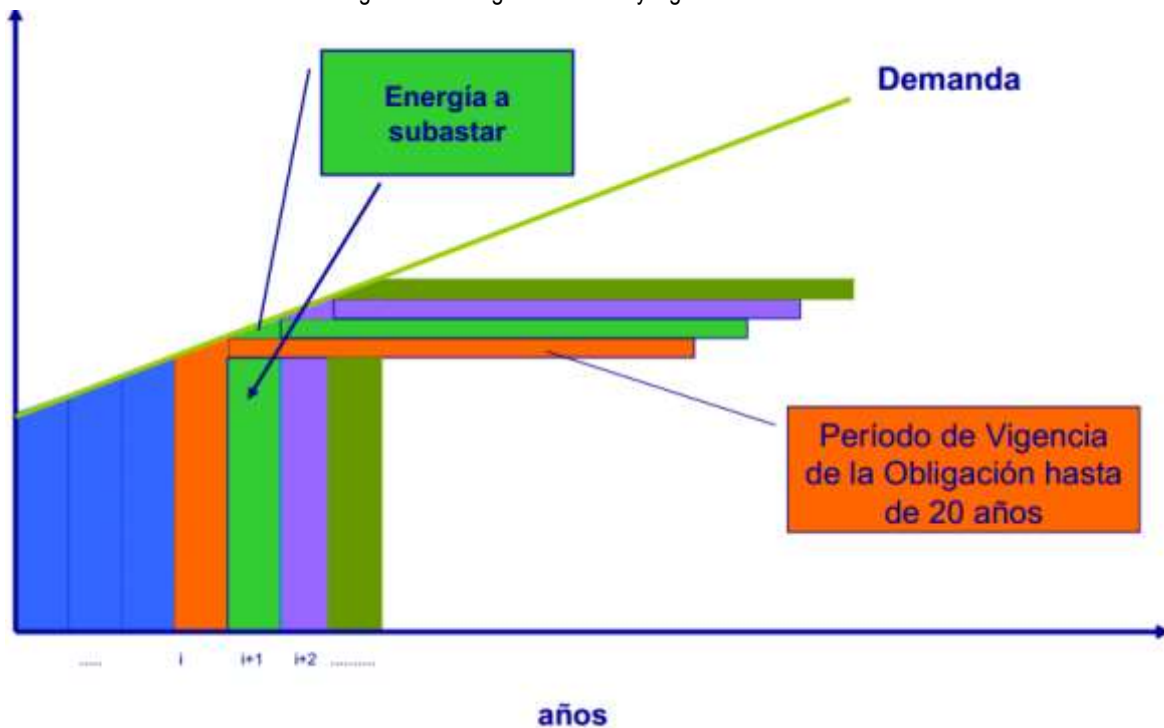
Fuente: XM, 2013

El esquema de Cargo por Confiabilidad tiene como fin asignar eficientemente Obligaciones de Energía Firme para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo. Las Obligaciones de Energía Firme establecen una relación a largo plazo entre la generación y la demanda, de manera que se den incentivos para permanencia e instalación de nueva generación, se garantice el suministro de energía en el largo plazo, y se garantice una estabilidad en los precios para los usuarios y en los ingresos para los generadores.

El generador al que se le asignó una Obligación de Energía Firme debe generar, según el despacho ideal, una cantidad diaria determinada de energía (la comprometida en la OEF), cuando el precio de bolsa supera, al menos por una hora del día, al Precio de Escasez, reflejando así una situación crítica de abastecimiento de electricidad.

El Precio de Escasez, establecido por la CREG y actualizado mensualmente con base en la variación de un índice de precios de combustibles, tiene una doble función. Por una parte indica a partir de qué momento las Obligaciones de Energía Firme son exigidas, y por otra, el precio al que será remunerada la energía entregada cuando tales obligaciones sean requeridas, siendo éste el máximo precio que los usuarios pagarían por la energía.

Figura 26. Energía a subastar y vigencia de las OEF



Fuente: CREG, 2012

Las OEF son adquiridas por la demanda mediante transacciones centralizadas a través del ASIC, por prorroateo y subastas, asignadas única y exclusivamente entre los agentes que tengan o planeen tener activos de generación, con su correspondiente energía firme, a partir de una fecha determinada, y que resulten

Unión Temporal ACON – OPTIM

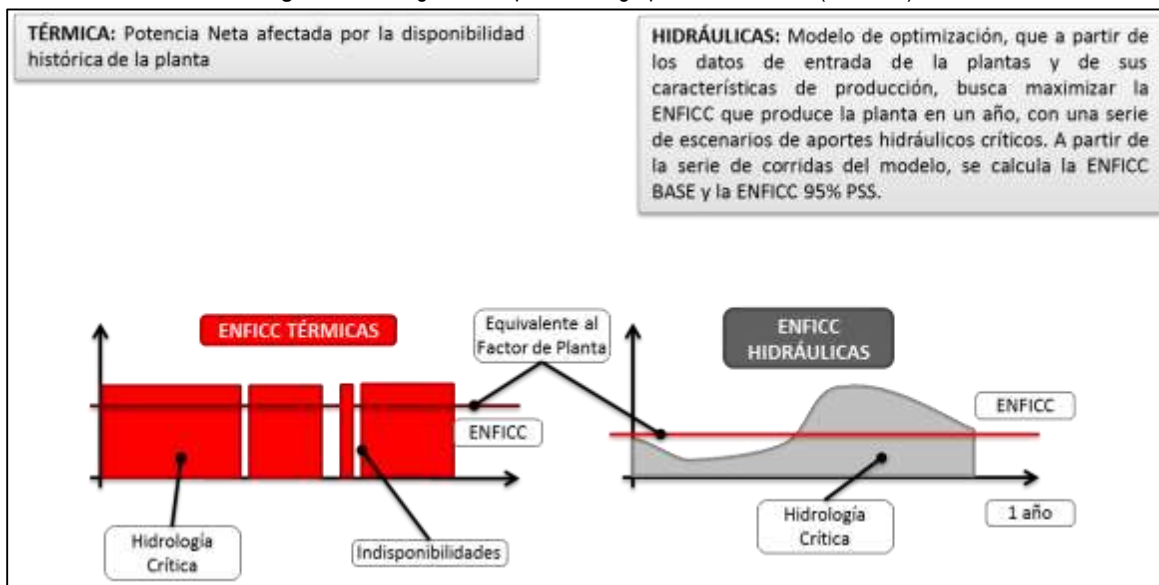
UPME-0223-290-Dic/2013-V1

seleccionados. La energía firme que tienen las empresas de generación y sobre la cual pueden adquirir las Obligaciones de Energía Firme (OEF) en las subastas es la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), que es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales para el caso hidroeléctrico o aquella determinada en función de la capacidad y la disponibilidad para el caso termoeléctrico.

Los cálculos que establecen la cantidad de Energía Firme para el Cálculo del Cargo por Confiabilidad (ENFICC) en plantas hidroeléctricas, obedecen a un modelo de optimización (maximizar ENFICC), el cual está descrito en el Anexo 9 de la RES CREG 071/2006 integrada, este modelo de optimización está sujeto a un conjunto de restricciones asociadas a: la topología de la planta, los límites en los niveles del embalse y uso del mismo, a la capacidad de turbinamiento, bombeo y descarga, a la producción y al índice de indisponibilidad histórica forzada de la planta (IHF), entre muchos otros.

En la siguiente figura se observa una representación de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, por tecnología térmica e hidráulica.

Figura 27. Energía Firme para el cargo por Confiabilidad (ENFICC)



Fuente: IEB, 2013

De acuerdo con la Resolución 071/2006 integrada, la cual incluye las modificaciones realizadas posterior a su expedición, las plantas de generación independientes o dentro de una cadena hidráulica, pueden producir Energía en Firme, e inclusive pueden ofertar más de su ENFICC base si cumplen con el conjunto de garantías que establece la regulación.

El cálculo de la ENFICC se realiza de acuerdo con un modelo de optimización, que a partir de los datos de entrada de la plantas y de sus características de producción, busca maximizar la ENFICC que produce la

planta en un año, con una serie de escenarios de aportes hidráulicos críticos. A partir de la serie de corridas del modelo, se calcula la ENFICC BASE y la ENFICC 95% PSS.

La asignación de obligaciones de energía firme que se realizan a través de subastas, cuya fecha es determinada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. En estas subastas se asigna las obligaciones que se requerirán en un horizonte entre 4 y 10 años para cubrir las necesidades del sistema, se debe tener en cuenta que los agentes del sistema que se encuentren en proceso de construcción de plantas de generación cuya operación inicia en el lapso de años en que se están asignando OEF, pueden participar de la subasta de energía firme como plantas especiales. .

Para estos propósitos, se subastan entre los generadores, las Obligaciones de Energía Firme que se requieren, para garantizar el abastecimiento de la demanda asignando a los proyectos nuevos, GPPS y especiales, el incremento de la demanda.

El generador al que se le asigna una OEF recibe, en contraprestación por esta obligación, una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar la cantidad de energía de la obligación (OEF) cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez, y a un precio equivalente a ese umbral. En otras palabras, las Obligaciones de Energía Firme son una salvaguarda pagada por los usuarios para asegurar que en caso de criticidad hidrológica, habrá abastecimiento de energía y que el precio de ésta no superará el precio de escasez. Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del SIN, a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

Las OEF del nuevo Cargo por Confiabilidad establecen un vínculo jurídico entre la demanda del MEM y los generadores, que permite, tanto a generadores como a usuarios del sistema, obtener los beneficios derivados de un mecanismo estable en el largo plazo y que da señales e incentivos para la inversión en nuevos recursos de generación, garantizando de esta forma el suministro de energía eléctrica necesario para el crecimiento del país.

En mayo 7 de 2008 se realizó la primera subasta de energía en firme con la cual se garantizó el suministro de energía eléctrica en Colombia hasta el 2013. Esta primera subasta forma parte del nuevo esquema de Cargo por Confiabilidad para brindar señales de largo plazo a los inversionistas en generación.

El proceso de subasta contó con la participación de proyectos hidroeléctricos y térmicos con combustibles líquidos, gas y carbón. La hidráulica Amoyá de Isagen (78 MW), la térmica a carbón de GECELCA (150 MW) y la térmica de combustibles líquidos de TERMOCOL (210 MW), fueron las plantas favorecidas en esta primera subasta de obligaciones de energía en firme. Con un precio de 13.998 US\$/MWh se asignaron 3.009 GWh-año de energía en firme equivalentes a una capacidad de 438 MW. Adicionalmente, con la subasta especialmente diseñada para plantas GPPS (Plantas con período de planeación superior), que corresponde a todas aquellas plantas que por sus características y tamaño tienen un periodo de construcción superior a los tiempos requeridos para la subasta inicial, se asignaron parcialmente OEF a las plantas Pescadero-Ituango,

Sogamoso, Cucuana y el Quimbo, las cuales deberán ir participando y comprometiendo más energía firme en las sucesivas subastas que se presenten.

En el año 2011 se realizó una segunda subasta de Cargo por Confiabilidad (2015-16) en donde se contó con la participación de siete empresas con ocho proyectos y se asignaron 3700 Gigavatios hora año (GWh-año) con una capacidad de 575 MW. Los proyectos favorecidos fueron Ambeima (45 MW), Carlos Lleras (78 MW), San Miguel (42 MW), Gecelca 32 (250) y Tasajero II (160 MW). Posteriormente se realizó la segunda subasta de GPPS (2017) logrando asignaciones Termonorte, Porvenir II, Sogamoso y Pescadero-Ituango.

Las plantas Miel II y Porce IV no cumplieron con los cronogramas de construcción previstos para la entrada en operación y cumplimiento de las obligaciones del cargo por confiabilidad, y por lo tanto, les fueron ejecutadas las garantías correspondientes. En el caso de Miel II se argumentaron diferencias entre los socios y en el caso de Porce IV problemas sociales en el lugar de la construcción.

En la siguiente Tabla se encuentra recopilada la información sobre energía firme, OEF para el periodo de transición, y los resultados de la subasta de 2008.

Tabla 2. Vigencia de la OEF

Planta	Energía Firme GWh	OEF GWh	MW	Años	Inicio	Final
Período de transición						
T.Candelaria	2,571	2,571	312	5	dic-07	nov-12
Miel	806	806	396	5	dic-12	nov-17
Flores IV (adicional)	3,745	3,745	170	10	dic-10	nov-20
Porce 3	3,354	3,354	660	10	dic-11	nov-21
Subasta Mayo/08						
Amoyá	214	214	78	20	dic-12	nov-32
Gecelca 3	1,117	1,117	150	20	dic-12	nov-32
Poliobras - Termocol	1,678	1,678	202	20	dic-12	nov-32
Planta GPPS						
Cucuana	50	50	60	20	dic-14	nov-34
Miel II	184	184	135	20	dic-14	nov-34
Sogamoso	3,791	2,35	800	20	dic-14	nov-34
El Quimbo	1,75	1,65	396	20	dic-14	nov-34
Porce IV	1,923	962	400	20	dic-15	nov-35
Pescadero-Ituango	8,563	1,085	1,2	20	dic-18	nov-38
Subasta Diciembre/11						

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático

Ambeima	205	75	45	20	Dic-15	Nov-35
Carlos Lleras R	548	200	78	20	Dic-15	Nov-35
San Miguel	336	123	42	20	Dic-15	Nov-35
Tasajero II	3192	1332	160	20	Dic-15	Nov-35
Gecelca 3.2	5400	1971	250	20	Dic-15	Nov-35
Subasta GPPS/12						
Termonorte	619	619	88	20	Dic-17	Nov-36
Porvenir II	1445	1445	352	20	Dic-18	Nov-37
Sogamoso	3,791	1440	820	18	Dic-14	Nov-31
Pescadero Ituango	8,563	3482	1200	17	Dic-21	Nov-37

Fuente: UPME – 2012

En el año 2012 la CREG adelantó 2 subastas de reconfiguración de venta de obligaciones de energía, para realizar el ajuste frente a las proyecciones más recientes de la demanda de energía, donde salieron beneficiadas las plantas Termocol, Amoya y Gecelca 3.

En las Subastas de Reconfiguración, las cuales son motivadas por los cambios entre la demanda proyecta y la contratada, es la CREG, en nombre de los usuarios del SIN, quien determina la necesidad de acudir a ellas en caso de detectar, con posterioridad a la Subasta para la Asignación de OEF, que para un año en particular se prevé un exceso o un déficit de energía firme. De encontrar necesario ajustar, por exceso o por defecto, las OEF adquiridas, la Comisión anunciará la fecha en que realizará una Subasta de Reconfiguración de compra (si encuentra déficit) o de venta (si encuentra superávit) de OEF. El precio que resulte de las Subastas de Reconfiguración, a diferencia de los demás Anillos de Seguridad, es remunerado por todos los usuarios del SIN.

Es de anotar que, las plantas Miel II, Porce IV y Termocol no cumplieron con los cronogramas de construcción previstos para la entrada en operación y por lo tanto perdieron su OEF.

La RES CREG 071 /2006 es la resolución que define y explica los diferentes conceptos y procedimientos relacionados con el cargo por confiabilidad (CxC), los conceptos y procedimientos relacionados con las garantías se encuentran desarrollados en la RES CREG 061/2007,.

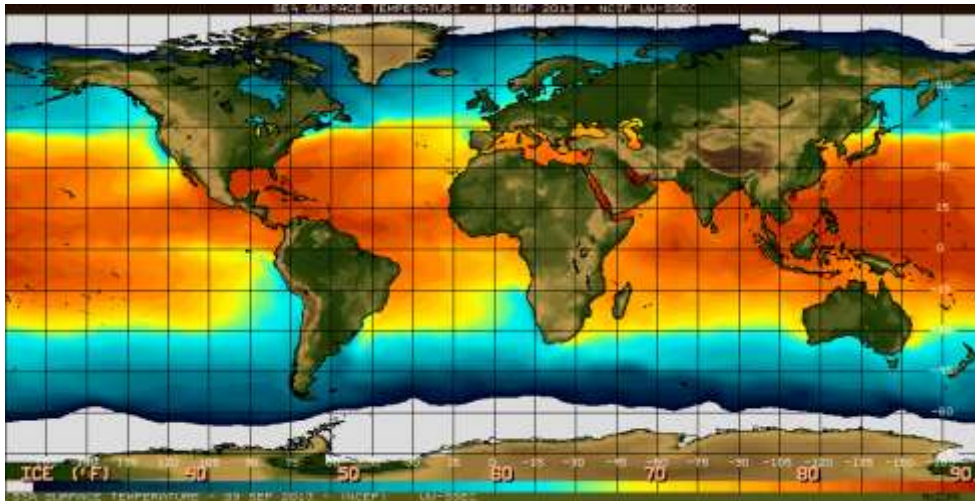
5.3. Eventos climáticos extremos y su impacto sobre el sector eléctrico

Los fenómenos de El Niño y La Niña son fenómenos meteorológicos de gran impacto sobre el sector eléctrico, en este capítulo se desarrolla un análisis histórico de dichos fenómenos y su impacto sobre el sector. Se describen las medidas implementadas por el Gobierno colombiano y en general la participación de los agentes del mercado, así como un análisis de la capacidad y efectividad de la respuesta del sector en general.

5.3.1. Definición fenómeno de El Niño

El Niño consiste en el calentamiento por encima de lo normal de las aguas tropicales del océano Pacífico y que provoca un cambio en el patrón de comportamiento de los vientos y por ende en el patrón de comportamiento de las lluvias, con un déficit en las regiones Caribe y Andina (Martinez, 2010). Se caracteriza por temperaturas cálidas inusuales, con consecuencias significativas sobre el clima global. Provoca una superposición de aguas cálidas provenientes del hemisferio norte (al norte del ecuador) sobre las aguas frías de la corriente de Humboldt o Pacífico Oriental. La siguiente figura es una representación de la temperatura superficial del mar en el océano pacífico ecuatorial con el propósito de identificar las diferencias de temperaturas en el mar causantes del fenómeno en cuestión. Debe entenderse por código de colores que temperaturas altas (caliente) están representadas por medio del color naranja y temperaturas bajas (frio) por el color azul.

Figura 28. Temperatura superficial del mar en el Océano Pacífico ecuatorial

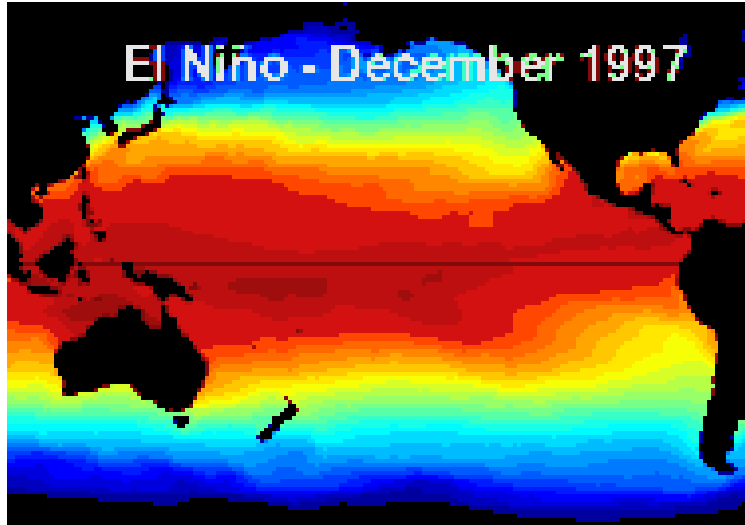


Fuente: NOAA, 2013

Entre las consecuencias de El Niño están, el incremento de fuertes lluvias en el sur de Estados Unidos y en Perú, las cuales causan inundaciones en el este del Pacífico, asociado en varias ocasiones con desastrosas olas de calor que han generado grandes incendios en bosques Australianos. La siguiente figura de representa del nivel de temperatura superficial del agua de Pacífico.

A continuación se observa una representación de la temperatura superficial del mar durante el fenómeno de El Niño, específicamente para diciembre de 1997

Figura 29. Fenómeno del Niño en Diciembre de 1997



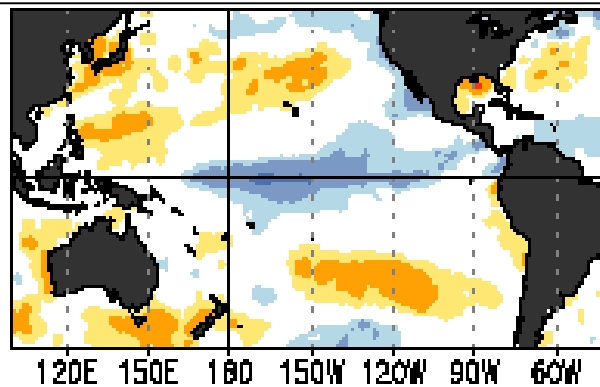
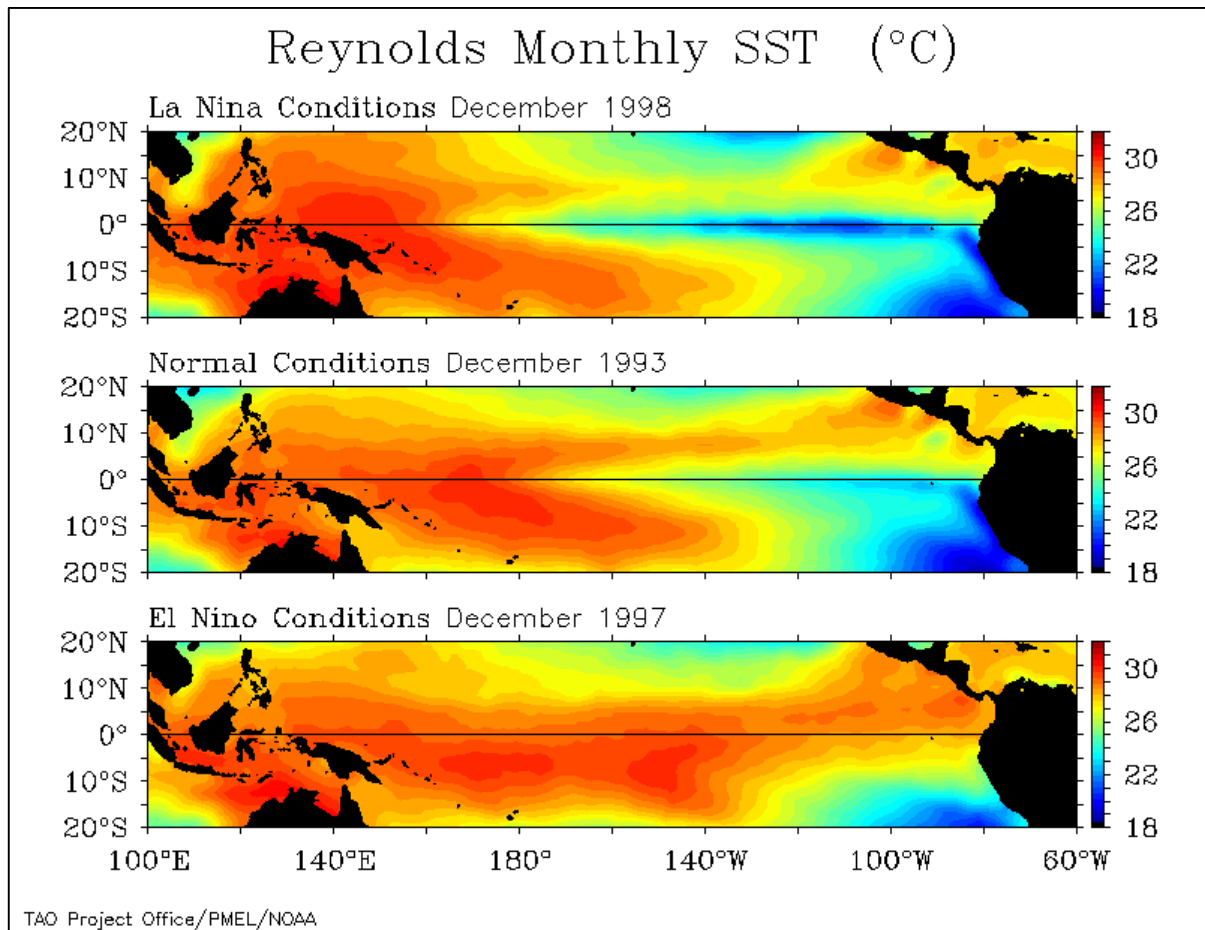
Fuente: NOAA, 2013

Se conoce como Fenómeno del Niño en conmemoración al nacimiento del Niño Jesús en la época de navidad, pues el fenómeno generalmente se desarrolla en esta época. Cuando el fenómeno se manifiesta, se debe a que se ha alcanzado el punto de mayor calentamiento de los océanos al sur del ecuador y coincide con una alteración de las corrientes de marea, movilizando un gran volumen de agua del hemisferio norte al sur dentro de la zona intertropical.

5.3.2. Definición Fenómeno de La Niña

Forma parte de un ciclo natural del clima a nivel global conocido como El Niño-Oscilación del Sur (ENSO). La Niña es el caso contrario a El Niño. Consiste en el enfriamiento por debajo de lo normal de las aguas tropicales del océano Pacífico y que provoca un cambio en el patrón de comportamiento de los vientos y por ende en el patrón de comportamiento de las lluvias con un incremento en las regiones Caribe y Andina (Martínez, 2010). Su inicio normalmente se da frente a la terminación del fenómeno de El Niño, aunque esto no implica que solo ocurra tras la desaparición de El Niño.

Figura 30. Representación del fenómeno de La Niña



Fuente: NOAA, 2013

El paso de un extremo al otro está influenciado por la relación entre la temperatura de la superficie del mar y los vientos. Cuando existe un régimen de vientos alisios fuertes desde el Este, las temperaturas ecuatoriales se enfrían y comienza la fase fría o La Niña. Cuando la intensidad de los alisios disminuye, las temperaturas superficiales del mar aumentan y comienza la fase cálida, El Niño.

▪ **Características representativas del fenómeno de La Niña:**

Disminuye la presión del nivel del mar en la región de Oceanía, y un aumento de la misma en el Pacífico tropical y subtropical junto a las costas de América del Sur y América Central; lo que provoca el aumento de la diferencia de presión que existe entre ambos extremos del Pacífico ecuatorial.

Los vientos alisos se intensifican, provocando que las aguas profundas relativamente más frías a lo largo del Pacífico ecuatorial, queden en la superficie.

Los vientos alisios anormalmente intensos, ejercen un mayor efecto de arrastre sobre la superficie del océano, aumentando la diferencia de nivel del mar entre ambos extremos del Pacífico ecuatorial. Con ello el nivel del mar disminuye en las costas de Colombia, Ecuador, Perú y norte de Chile y aumenta en Oceanía.

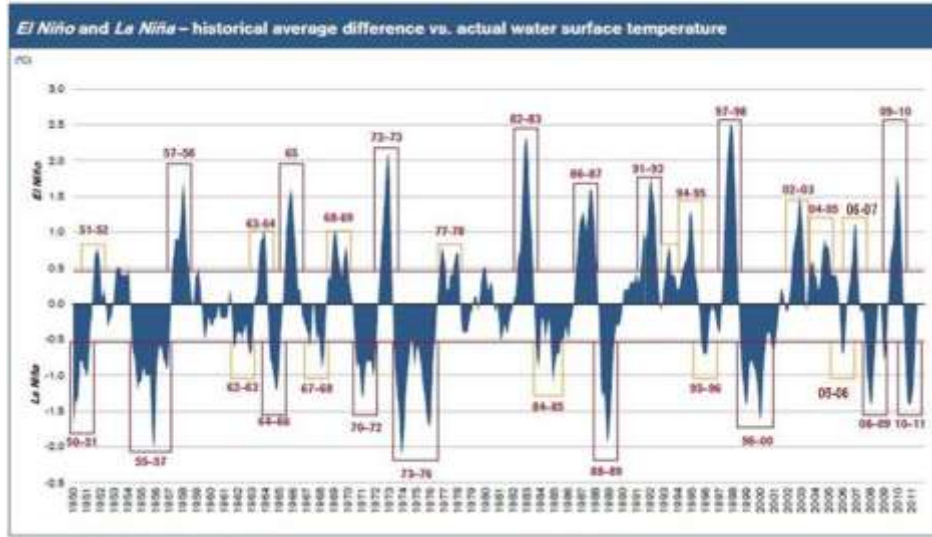
Como resultado de la aparición de aguas relativamente frías a lo largo del Ecuador, la temperatura superficial del mar disminuye por debajo del valor medio climatológico.

5.3.3. Ocurrencia Histórica de El Niño y La Niña

Con la intención de analizar las posibilidades de presencia de los fenómenos en cuestión, Se presenta a continuación información del comportamiento del índice de ONI (*Oceanic Niño Index*) el cual se calcula en base en el promedio móvil trimestral de la anomalía de la temperatura superficial del mar) durante las últimas 6 décadas suministrado por la NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*).

Se observa en la siguiente figura, que el máximo periodo transcurrido entre dos eventos Niño ha sido de 6 años (1951 – 1957 – 1963), mientras que el periodo mínimo es de un año (1968 – 1969). Sin embargo, eventos cuya intensidad ha sido clasificada entre moderada y fuerte, y que tienen incidencia sobre la situación energética del país, se ha presentado con periodos de ocurrencia entre 4 y 10 años, y con periodos de duración entre 11 y 19 meses.

Figura 31. Comportamiento del índice durante las últimas 6 décadas



Fuente: NOAA, 2013

De la figura anterior se evidencia la presencia del Fenómeno de El Niño en 51-52, 57-58, 63-65, 68-69, 72-73, 77-78, 82-83, 86-87, 91-93, 94-95, 97-98, 2002-2007, 2009-2010, siendo los de principal atención por su cercanía en el tiempo y nivel de información y documentación encontrada los de ocurrencia en 92-93, 97-98, 2009-2010.

De igual forma, existen más de 12 ocurrencias del fenómeno de la Niña en el transcurso de las últimas 6 décadas, siendo gran relevancia en este caso el análisis de su impacto en 2010-2011.

5.3.4. Impactos de Los Fenómenos de El Niño y La Niña Sobre El Sector Eléctrico

El Niño causa prolongación de los periodos secos incidiendo directamente sobre los aportes hídricos a los embalses. Esto lleva a la disminución de la generación hidroeléctrica, al aumento de la generación térmica y, ocasionalmente al racionamiento de energía. También conlleva alzas en los precios de la energía en bolsa y en contratos. Induce un mayor consumo de combustibles, incrementos en el uso de aire acondicionado y en la demanda de agua para riego.

El Niño afecta negativamente las áreas donde se encuentran la mayor cantidad de embalses para la generación de energía eléctrica, ellas son: El norte y sur del departamento de Antioquia, occidente del Valle del Cauca, Cundinamarca y Tolima, así como parcialmente la región de Orinoquía. (CONPES, 2948).

Entre los impactos que genera el fenómeno de La Niña en el sector eléctrico se pueden citar: la reducción de la demanda residencial por menor consumo de aire acondicionado, ventilación y refrigeración en general. La Niña genera deslizamientos e inundaciones provocando derribo de torres, atrapamiento de potencia y salida forzosa de activos del sistema durante la operación. Lo anterior se traduce en desatención parcial de la demanda, precios altos de la energía por gestión de las restricciones y generación de seguridad.

Unión Temporal ACON – OPTIM

UPME-0223-290-Dic/2013-V1

A continuación se presenta un recuento histórico de los impactos que los fenómenos del Niño y la Niña han generado sobre el sector eléctrico durante los siguientes años: 92-93, 97-98, 2009-2010 y 2010-2011.

▪ **Impactos del Fenómeno de El Niño en 1991-1992**

Durante el fenómeno del Niño en 1992-1993, la temperatura presentada en los meses de febrero y junio del primer año y agosto del segundo generaron un impacto significativo en los niveles de los embalses y en la demanda de energía en el país. Esto condujo a un racionamiento de energía del 26% y causó pérdidas superiores a los US\$ 100 millones (Carvajal, et al., 1998, pp. 743-751). La generación eléctrica en ese momento pasó a depender principalmente de las termoeléctricas que, para ese entonces, solo representaban el 22% de la capacidad instalada (Naranjo, 2012).

▪ **Impactos del Fenómeno de El Niño en 1997 – 1998**

Entre los años 1997 y 1998 se presentó otro Fenómeno del Niño. En esta ocasión se presentó una mayor variación de la temperatura superficial del agua del Pacífico. Sin embargo, gracias a las reformas regulatorias y de política realizadas durante la primera mitad de la década, para mejorar la confiabilidad en el suministro, no en esta ocasión no fue necesario acudir al racionamiento; y fue una oportunidad para poner a prueba esas reformas.

Durante el evento del 1997 – 1998 la temporada seca afectó todo el país. Sin embargo, la zona que se vio más afectada fue la región Andina.

▪ **Impactos del Fenómeno de El Niño en 2009 – 2010**

Se ha estimado que en un año Niño se pueden dar reducciones en los caudales de los ríos hasta un 40%, teniendo como base el caudal de años normales. En el evento del 2009-2010 el Niño afectó de manera significativa la dinámica climática del país. Generó condiciones extremas en algunas regiones. Este evento tuvo efectos en los caudales del río Cauca y Magdalena (Bedoya, et al., 2010). El Estudio Nacional del Agua ENA - 2010 estableció que este evento generó a lo largo de un año impactos importantes para el país, no solo por el tamaño de los mismos sino por los cambios de máximos a mínimos en un corto periodo de tiempo (Bedoya, et al., 2010). Así por ejemplo “*los impactos ecológicos abarcan consideraciones sobre los ecosistemas marinos y costeros del Pacífico colombiano, la estructura vegetación-suelo y los ecosistemas terrestres (por incendios, y por déficits y excesos hídricos). A nivel socioeconómico, tiene efectos sobre el sector agropecuario, la pesca, el transporte, la hidroenergía, el abastecimiento de agua para consumo humano, la salud, la navegación fluvial; sobre riesgos y desastres naturales; y sobre la población y asentamientos humanos*” (Ideam, 2002).

Aunque el Niño se dio en dos etapas trimestrales, los efectos en ambas fueron importantes. En 2010 la composición hidráulica-térmica de la generación se vio afectada por la finalización del evento del niño que venía del 2009, mientras que el fenómeno de la niña que se dio en el segundo trimestre de 2010 generó aportes muy altos (Ministerio de Minas y Energía, 2011). Esto llevó a que los aportes de energía al Sistema Interconectado Nacional SIN por generación térmica llegaran a ser del 53.3% durante el primer trimestre del 2010 (Fenómeno del Niño) y que disminuyera al 17% del aporte total en el segundo trimestre. Como resultado de este evento la generación hidráulica del 2010 decreció un 1.6% (Ministerio de Minas y Energía, 2011) (XM, 2010).

En el mismo periodo, la demanda de energía eléctrica en Colombia tuvo un crecimiento de 1468.7 GWh (2.9% más que en 2009). Este incremento se debió principalmente a los altos consumos de energía en el sector residencial, como resultado de las altas temperaturas registradas por la presencia del Fenómeno del Niño.

▪ Impactos del Fenómeno de La Niña en 2010-2011

Para el evento de la Niña del 2011 se registró una caída del 1.1% en la demanda de energía para el mes de febrero, comparada con la del mismo mes del año anterior. Este cambio se dio principalmente por los cambios en la temperatura, que al ser más bajos, redujeron la demanda de energía en el sector residencial. Dependiendo de la zona del país los descensos fueron más notorios, sin embargo la regla general en el país fue que la demanda de energía disminuyó (Ministerio de Minas y Energía, 2011). Como resultado de que los aportes hídricos a los embalses fueron muy altos, al finalizar el año 2011, los embalses se encontraban en el 88.8% de la capacidad de almacenamiento útil. El 8 de Diciembre se registró un almacenamiento de 91.88%, algo sin precedencia en la historia reciente (Ministerio de Minas y Energía, 2012).

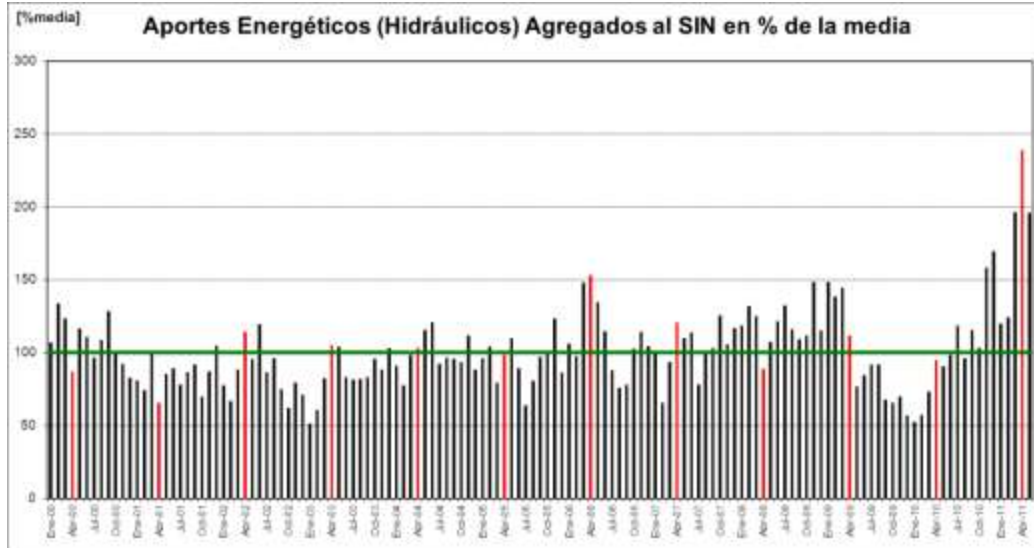
Los incrementos en los niveles de los embalses crearon un incremento en la capacidad de generación, por lo que el aporte por generación térmica disminuyó en un 39.8% aportando solo el 16% del total generado. Esto tuvo un impacto positivo en las exportaciones de energía pues fueron casi el doble de las del año anterior (Ministerio de Minas y Energía, 2012). Sin embargo, las temporadas de lluvias y el fenómeno de La Niña dejaron más de tres millones de damnificados por inundaciones (MINJUSTICIA, 2011) y el servicio eléctrico se vio afectado porque las fuertes lluvias ocasionaron deslizamientos de tierra o caída de árboles que afectaron las redes en algunas localidades, a diferentes escalas.

La Niña ocasionó deslizamientos en las partes altas de las cuencas e inundaciones en las zonas medias y bajas. Esta situación afectó varios circuitos por las caídas de torres e inundaciones en subestaciones. Para la Niña de 2010-2011 la afectación negativa se vio en zonas del Caribe, Nordeste y Antioquia, así por ejemplo, la subestación Ternera 220/66 kV, la indisponibilidad del circuito Ocaña – Copey 500 kV y la salida de varios circuitos en el área eléctrica del Bolívar por inundación de las subestaciones Gambote 66 kV y Tolú Viejo 110 kV (XM, 2010)

El promedio mensual de los aportes diarios agregados del SIN en términos de la media histórica, se observa en la siguiente figura, los meses de marzo y abril de 2011 presentaron los aportes máximos mensuales desde el año 2000 hasta el 2011. Desde septiembre de 2010, frente al evento de La Niña en ese año, se superaron

los niveles medios históricos, finalizando en noviembre y diciembre con aportes muy por encima del promedio, superando el 150%.

Figura 32. Aportes agregados al SIN en % de la media



Fuente: CON – XM, 2011

A finales de 2012 y principios de 2013 se percibió un incremento en la temperatura atmosférica en ciertas zonas del país especialmente en los departamentos centrales y del sur, generando impactos no tan extremos como los mencionados anteriormente, sin embargo se alcanzaron a presentar racionamientos en algunas localidades de Valle de Cauca. Las zonas más afectadas por lo general, son aquellas en las que se encuentra la mayor parte de embalses del sistema energético.

5.3.5. Acciones Preventivas y Correctivas Sobre los Impactos de los Fenómenos de El Niño y La Niña.

Debido al aumento de temperatura con reducción significativa de lluvias, el fenómeno de El Niño amenaza la seguridad en el suministro por reducción de la oferta e incremento de la demanda. Igualmente genera pérdidas económicas por el pago de electricidad con altos precios y amenaza los ingresos de los generadores hidroeléctricos por una menor generación

En el plan de expansión en generación y transmisión de energía eléctrica en Colombia 1995-1998 se determinó que una de las soluciones para reducir los efectos del Fenómeno de El Niño sobre la generación eléctrica del país era incrementar la capacidad de generación térmica y el suministro constante de gas (DNP, 1997). Por este motivo se estimó que el incremento en generación a partir de gas debía ser en 40MW y de Carbón en 300MW. La inclusión de la generación térmica a carbón presentó algunas ventajas, como lo fue la diversificación del sistema térmico, el combustible de generación era menos susceptible a sabotajes, sismos o avalanchas y los bajos costos operacionales entre otros (MINMINAS, et al., 1995).

Como resultado del trabajo coordinado entre diferentes entes de Estado y el uso eficiente de los recursos disponibles y de la implementación de medidas como la maximización de la disponibilidad de energía térmica, el aseguramiento del suministro de combustibles, la racionalización de las exportaciones en 2010, el efecto de El Niño no fue devastador. Dichas medidas fueron levantadas a comienzos de junio de 2010, cuando el fenómeno del Niño se dio por terminado (Ministerio de Minas y Energía, 2011).

El Niño 2009-2010 demostró la gran vulnerabilidad que tiene el SIN al suministro de gas debido a que a pesar de contar con los mecanismos y el respaldo en el sector eléctrico, el sector de gas natural fue más vulnerable. En consecuencia, el gobierno nacional realizó una intervención al mercado, obligando a los generadores térmicos a generar con líquidos con el fin de liberar el gas para otros sectores.

En resumen, las acciones preventivas y correctivas llevadas a cabo en el sector eléctrico para garantizar el suministro frente a fenómenos meteorológicos con El Niño y La Niña han sido:

- **Acciones Preventivas**

Se pasa de un mercado de capacidad representado remunerado con el cargo por capacidad a un mercado por confiabilidad de la energía. Se pasó de una concepción de capacidad disponible al concepto de energía firme.

- **Acciones Reactivas**

El Ministerio intervino en el mercado mayorista de energía eléctrica con generación obligada de plantas térmicas de la Costa y a Carbón en el interior; y exportaciones solamente por seguridad del país importador con recurso no utilizado.

La CREG reglamento emitió las resoluciones 137/2009 y 10/2010 con el objetivo de mantener el nivel de confiabilidad y de emitir señales del mercado mediante evaluaciones energéticas semanales para determinar el nivel necesario de generación térmica por medio del seguimiento al nivel de los embalses individuales y el agregado; y mediante el seguimiento a la energía vendida y la energía almacenada.

- **Medidas en el Mercado del Gas Natural**

El Ministerio asignó prioridades a la demanda y la clasificó como esencial y no esencial. Además estableció la sustitución del combustible gas por líquidos para liberar gas hacia otros sectores con contratos interrumpibles, considerados esenciales. El ministerio fijo la cantidad de gas para el sector eléctrico. Decreto MIN MINAS 2100 de 2010. Las restricciones en el abastecimiento de gas a las plantas térmicas del interior llevaron a utilizar combustibles líquidos en las plantas con posibilidad de generación dual.

Por su parte, la comercialización de energía se ha caracterizado por estar altamente expuesta en bolsa. Algunos comercializadores sin respaldo financiero incumplieron pagos y de contratos, limitaron el suministro,

incrementaron la cartera y algunos se retiraron del mercado. Los que tuvieron el respaldo financiero suficiente trasladaron el sobre-costeo a los usuarios con un incremento en los precios.

▪ **Actuaciones de la CREG**

Como se indicó antes, ante los problemas de distribución de gas en el 2010 la CREG estableció incentivos para generación con líquidos y exigió contratos firmes de combustible.

La CREG diagnosticó que el sistema disponía de la energía suficiente para enfrentar un periodo de sequía hasta por un año de duración. El recurso hidráulico del sistema podía generar así se presentara la situación más crítica de la historia. Sin embargo la generación térmica presentó una indisponibilidad histórica, básicamente por problemas en la logística y transporte de gas. La demanda se incrementó hasta en un 7% por la sequía y por el aumento de la temperatura.

La CREG concluyó que el esquema del cargo por confiabilidad permitió disponer de energía suficiente para satisfacer la demanda pero recomendó:

- Se requiere supervisión de todo el sistema para mantener la confiabilidad.
- Se requiere ajustes para el corto plazo para compensar diferencias de percepción del riesgo.
- Se requiere de un periodo de preparación para el parque térmico.
- Debe mejorar el nivel de reserva para los imprevistos por variaciones en la demanda y la hidrología.
- Se deben implementar los MOR
- Demanda esencial con contratos firmes de gas natural
- Es necesario desarrollar un mecanismo para medir la capacidad de respuesta a los riesgos que se asumen en el mercado.
- Se debe incentivar la producción de gas.
- Se requiere de un estatuto para el manejo futuro de situaciones de El Niño.

▪ **Actuaciones de la CSMEM**

La Superintendencia de Servicios Públicos, a través del Comité de Seguimiento al Mercado de Energía Mayorista CSMEM, teniendo en cuenta que el nivel mínimo de algunos embalses era inferior al requerido para cumplir la ENFICC declarada, encontró que existía el riesgo de incumplir las obligaciones afectando la confiabilidad del SIN.

La Superintendencia de Servicios Públicos, a través del Comité de Seguimiento al Mercado de Energía Mayorista CSMEM encontró que:

- Los contratos de suministro y transporte de gas debieron haber pactado cláusulas de cobertura de riesgos, que permitiesen la sustitución por combustibles líquidos.

- Se permitió exportar energía a Ecuador independiente de las TIEs, con generación térmica no requerida para cubrir la demanda interna.
- La demanda residual del parque hidráulico se redujo y para evitar cubrir sus contratos mediante compras en el spot a precios elevados, buscaron generar el máximo posible, lo que se tradujo en precios de bolsa bajos en las horas de menor demanda.
- El nuevo esquema de despacho eliminó la incertidumbre de los costos de arranque y parada de plantas térmicas y llevó a la reducción de sus ofertas.
- La generación forzada no se considera en el cierre de precio de bolsa y su despacho se liquidaba a costos regulados, lo cual redujo el precio de bolsa.
- La generación inflexible para efectos del despacho ideal se descuenta de la demanda del sistema y se pagaba a precio de bolsa, implicando también reducción del precio spot.
- Se produjo aumento de las reconciliaciones negativas que invitaron a los agentes a trazar estrategias de oferta que explotaran al máximo la remuneración en estos eventos.
- Aparentemente las plantas hidráulicas prefirieron asumir la eventualidad de incumplimiento futuro en las OEF, que enfrentar una pérdida por la compra de los faltantes entre su despacho y los contratos, mostrando la vulnerabilidad del esquema de confiabilidad.
- El precio de escasez y las OEF no constituyeron herramientas suficientes para auto regular el comportamiento de los generadores, en el sentido de ahorrar agua para el verano.
- El precio de escasez como techo de los precios de oferta de los agentes hidráulicos, impide que entren en merito las térmicas con combustibles costosos y así el precio de bolsa se eleva pero no se reduce la generación hidráulica.
- Los parámetros de transporte y suministro de gas usados en las fórmulas de cálculo del ENFICC, supusieron generar todas las cantidades pactadas, aunque se sabía que el sistema de transporte de gas no era capaz de responder ante un escenario máximo de demanda.

La CREG decidió fijar niveles de referencia de los embalses asociados a la ENFICC, por debajo de los cuales se intervenirían las ofertas de estos generadores hidráulicos.

▪ Actuaciones de ACOLGEN

Para determinar el impacto del fenómeno de El Niño sobre el sector eléctrico colombiano en 2009-2010 ACOLGEN contrató una consultoría⁴. Los consultores enfatizaron su análisis sobre el uso racional y estratégico del agua. A continuación se presentan algunos de los elementos más relevantes de su informe:

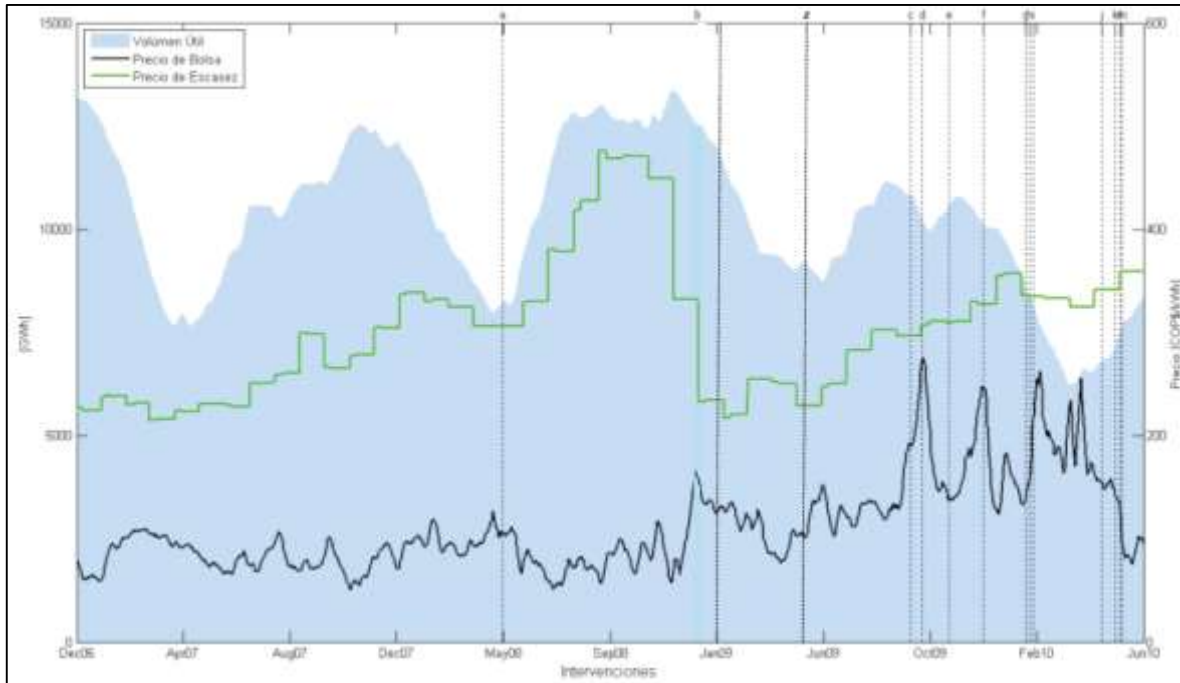
- Por uso “racional” entendemos la política de asignación inter-temporal del recurso que optimiza una medida de bienestar agregado.
- Uso “estratégico” se refiere la política de asignación inter-temporal en equilibrio. El uso estratégico del agua en situación de abundancia relativa (sin contratos de largo plazo) puede

⁴ Señores Fernando Barrera y Alfredo García

diferir fundamentalmente de uso racional del agua debido a que existe restricción de producción, la cual induce un nivel de embalse demasiado alto.

- El uso estratégico del agua en situación de escasez relativa (sin contratos de largo plazo) coincide con el uso racional del agua. Sin embargo, con niveles desiguales de contratación por período se presenta un uso ineficiente del agua en equilibrio.
- La sobrecontratación relativa puede entonces inducir una reducción del nivel de los embalses, que es ineficiente desde el punto de vista social.
- La aversión al riesgo por parte de la demanda determina en gran medida el nivel de sobrecontratación. Los generadores venden más contratos de largo plazo. La sobre también fue consecuencia errores en la estimación de la magnitud de los aportes durante el periodo de El Niño 2009-2010.
- De otro lado, debido a las imperfecciones del mercado de electricidad y su característica oligopólica, agentes con poder de mercado pueden controlar el ejercicio de su obligación de energía firme. Esto lo afirman al considerar que es óptimo para el agente cubrir sus obligaciones cuando la disponibilidad del recurso es baja, por el contrario, cuando la posibilidad del recurso es alta el cargo por confiabilidad no tiene efecto en la formación del precio de la energía en bolsa.
- Cuando la disponibilidad del recurso es intermedia el agente ejerce su poder para tratar de mantener el precio cercano al nivel del precio de escasez.
- En la siguiente figura, se presenta el comportamiento del precio de la energía en bolsa y el precio de escasez en comparación con el volumen útil del embalse agregado. Se observa que en época de El Niño, el precio de bolsa sigue de cerca al precio de escasez.

Figura 33. Precios y volumen



Fuente: CSMEM, 2010

Los consultores de ACOLGEN sugieren algunos ajustes relacionados con el cargo por confiabilidad, y la adopción de un esquema preventivo de pruebas de resistencia para meses previos a los de ocurrencia de hidrología crítica. Recomiendan también modificaciones a la regla de escasez, mejoras al funcionamiento del mercado de energía mayorista para tener un mayor acercamiento al mercado de tiempo real, y mejoramiento del mercado de contratos bilaterales. Incluso proponen reformas la estructura del MEM; proponen, por ejemplo, mejorar el proceso de toma de decisiones del regulador.

Finalmente, dado que el objetivo de las autoridades del sector es evitar un racionamiento, las autoridades han optado por mantener la confiabilidad, aunque esto pueda tener efectos sobre los precios de la energía. Entonces el regulador está dispuesto a asumir mayores precios para asegurar cobertura y cantidades. Podría existir espacio para mejorar coordinación entre el MME y la CREG en lo relacionado con gas y electricidad. Esto por cuanto la regulación no anticipa las complejas interacciones entre mercado *spot*, confiabilidad y generación por restricciones. Por otro lado, ésta tiene un carácter de juego de “suma cero” entre el regulador y los agentes con poder de mercado. Adicionalmente, los agentes con poder de mercado explotan, en el corto plazo, las rentas que generan las intervenciones y el regulador reacciona introduciendo modificaciones no triviales al esquema regulatorio.

6. EMBALSES AGREGADOS

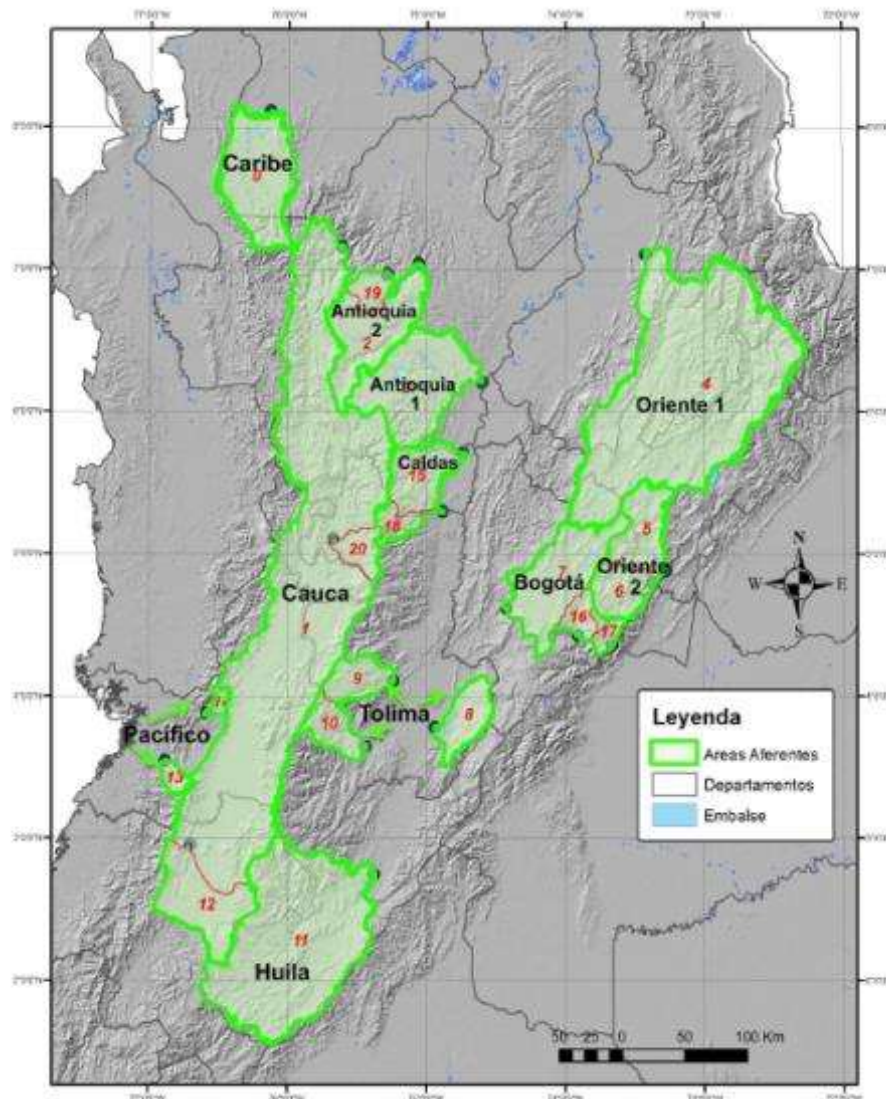
En este capítulo se describen brevemente los embalses agregados en los que se realizó la agrupación para efectos de este estudio. Se describe la ubicación y las cuencas de los embalses, así como su capacidad de

generación y usos alternativos, en caso que los haya. De igual manera, se analiza el clima e hidrología predominante en cada embalse agregado, la población en sus cuencas y los problemas ambientales que enfrenta cada embalse en la actualidad.

La importancia de analizar las características y la situación particular de cada uno de los embalses agregados se debe a que las medidas de adaptación se hacen no solo a nivel nacional, sino también por embalse agregado. De esta manera, las medidas de adaptación regionales buscan atender la realidad de cada uno de los embalses agregados para resolver los factores que los hacen vulnerables al cambio climático y la variabilidad climática.

El mapa a continuación muestra los embalses agregados utilizados para el desarrollo de este estudio. Dicha conformación se realizó teniendo en cuenta criterios geográficos de cercanía entre los embalses individuales, las empresas propietarias y operadoras de las centrales hidroeléctricas y las capacidades de generación de cada sistema.

Figura 34. Embalses agregados



6.1. Caribe

Este embalse agregado se localiza en el sur del departamento de Córdoba y en el noroccidente del departamento de Antioquia, sobre la cuenca del Sinú sobre el extremo norte de la Cordillera Occidental. Incluye los municipios de Tierralta e Ituango. El área del embalse es de aproximadamente 540000 ha. Cubre

una región plana y una montañosa fácilmente diferenciables. Los principales ríos son el San Jorge con un caudal promedio mensual de 340 m³/s⁵, y el río Sinú cuyo caudal promedio mensual es de 204 m³/s⁶. Este embalse presenta problemas ambientales relacionados con la disminución del flujo de agua del río Sinú hacia las ciénagas y humedales dependientes. Esto ha generado un incremento en la concentración de los contaminantes arrojados por cultivos y sistemas agro-pastoriles. Las cuencas de los ríos también presentan problemas de erosión, lo cual genera aportes de sedimentos al agua.

Dentro de este embalse agregado (Caribe) se encuentra **El Embalse de Urrá** que se ubica al sur del departamento de Córdoba, en el municipio de Tierralta que tiene una población de 48666 habitantes. La principal fuente de abastecimiento de este embalse es el Río Sinú y sus afluentes, que nacen en el Parque Nacional Natural Paramillo. El área del embalse es de 7740 ha con un ancho máximo de 20 km. Sus volúmenes, total y útil, son de 1890 y 1362 millones de metros cúbicos, respectivamente. El área de la cuenca aportante es de 460000 ha. ⁷El embalse cuenta con un clima tropical lluvioso, con una precipitación media en el sitio del embalse de 1850 milímetros anuales.

La producción de energía se lleva a cabo a través de la central hidroeléctrica Urrá I, que está ubicada a 3 kilómetros del embalse y cuenta con una capacidad instalada de 340MW⁸. El embalse también tiene el propósito de controlar las inundaciones y evitar posibles afectaciones para las poblaciones asentadas aguas abajo sobre el valle del Río Sinú.

Los principales problemas ambientales en la cuenca del embalse Urrá I son “La deforestación producida por la colonización de las Tierras del vaso de Urrá I, asentada poco antes de la construcción y operación de la hidroeléctrica”, y “La erosión de las orillas del Sinú se ha visto agravada con el paso de los años por la ampliación de las fronteras agrícolas, la invasión de sus franjas de protección con obras de infraestructura y edificaciones, y en general por la destrucción de la vegetación natural protectora de sus orillas.” ⁹

En esta cuenca se ha observado una disminución progresiva del flujo de agua desde los ríos hacia los humedales. Esto ha ocasionado una disminución significativa en las poblaciones de peces y de otros tipos de fauna y flora en las zonas aledañas al embalse. Esto también afectado la hidrología de las ciénagas y humedales asociados, y la proliferación de vectores¹⁰.

6.2. Antioquia 1

⁵ Empresa Urrá. S.A. Localización Central URRÁ. Tomado de la página web <http://www.urra.com.co/Localizacion.php>.

⁶ Universidad Nacional de Colombia. (2010). Consideraciones de escala en la estimación de la carga anual de sedimentos en suspensión en la cuenca del río San Jorge. Colombia

⁷ Empresa Urrá. S.A. E.S.P. (2013). Descripción técnica central hidroeléctrica Urrá I. tomado de la página web: <http://www.urra.com.co/DescTecnica.php>

⁸ Ibid.

⁹ Universidad de Sucre. (2008). *Efectos Ambientales Generados por la Construcción y operación de un embalse; Efectos Ambientales Generados por la Construcción y operación de la Hidroeléctrica de Urrá I*. Sincelejo, Colombia.

¹⁰ Ibid.

Este embalse agregado se ubica al oriente del departamento de Antioquia, sobre la macrocuenca del Magdalena. Presenta, en su mayoría, un relieve escarpado y montañoso con altas pendientes. Tiene un área aproximada de 933000 ha, de las cuales 114200 corresponden a la cuenca del Río Guatapé y 567300 ha a la del Río Nare¹¹. Estos ríos atraviesan 22 municipios del departamento de Antioquia. Estas cuencas registran precipitaciones entre los 3000 y los 5000 milímetros anuales. La temperatura oscila entre los 19 y 25 °C, con un promedio anual de 20°C.¹²

Uno de los principales problemas ambientales de estas cuencas es la fragmentación de ecosistemas por la expansión de las fronteras agrícolas, la minería informal y la extracción maderera. También se presenta sedimentación debido a la erosión de las suelos y contaminación por el vertimiento de aguas residuales por parte de los municipios aledaños.

Este embalse agregado incluye los embalses de Playas, El Peñol, Punchiná, San Lorenzo, Calderas, Porvenir II, San Miguel. A continuación se presenta una descripción de cada uno de esos embalses.

El Embalse Playas está ubicada aproximadamente 160 km al oriente de la ciudad de Medellín y es propiedad de Empresas Públicas de Medellín (EPM). Esta central aprovecha los recursos hídricos de los ríos Nare y Guatapé¹³. El embalse tiene una capacidad de almacenamiento de 50.29 millones de metros cúbicos útiles y de un caudal medio anual de 113 m³/s que, después de ser turbinado, es retornado nuevamente al río Guatapé. La central tiene una capacidad instalada de 201MW (efectivos) y aporta anualmente cerca de 1166 GWh al Sistema Integrado Nacional (SIN).

El área de influencia directa de la central es de 3875ha y el área del embalse es 737ha¹⁴ sobre los municipios de San Carlos, San Rafael y Guatapé¹⁵. La población total en el área de influencia directa es de aproximadamente 102,600 habitantes, el 60% de los cuales pertenece a la población de Guatapé.

La hidrología en la zona está determinada por las altas precipitaciones de 2000-4000 milímetros (mm). La temperatura media anual de 23-27°C y las elevaciones varían entre 300 y 3200 m.s.n.m. El área se caracteriza por tener suelos ácidos, erodables y de baja fertilización, vocación principalmente forestal¹⁶. El embalse recibe las aguas residuales tratadas de cinco municipios cercanos¹⁷.

¹¹ CORNARE (2007). *Descripción de cuencas y tramos de cuenca jurisdicción CORNARE*. Colombia.

¹² *Ibid.*

¹³ EPM (2013) *Sistema de generación de energía de EPM*. Tomado de la página web: <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energ%C3%ADa/Centraleshidroel%C3%A9ctricas.aspx>

¹⁴ EPM (2011). *Gestión ambiental y social EPM 2011 en las áreas de influencia de sus centrales de generación de energía eléctrica*. Colombia.

¹⁵ EMP (2013) Op Cit.

¹⁶ CORNARE (2007). *Descripción de cuencas y tramos de cuenca jurisdicción CORNARE*. Colombia.

¹⁷ CORNARE (2007) Op. Cit.

El principal problema ambiental que afecta al embalse es la erosión de la cuenca. EPM ha diseñado planes para el control de la erosión en las orillas del embalse y en las cuencas de sus afluentes. La capacidad de almacenamiento del embalse se ha visto reducida por los sedimentos que recibe¹⁸.

El Embalse del Peñol recibe las aguas del Río Nare¹⁹ y es aprovechado por la Central de Guatapé, de propiedad de EPM. El Embalse del Peñol se nutre con las aguas del Río Nare –o Río Negro- que tiene un caudal medio anual de 39.7 m³/s. Ocupa un área de 6,870 ha, tiene un área de afluencia de 13543 hectáreas, y una capacidad de almacenamiento de 1071 millones de metros cúbicos. La Central de Guatapé está localizada en el municipio de San Rafael, ubicado a 100 km al oriente de Medellín. Tiene una capacidad instalada de 560MW efectivos y aporta 2.7GWh al Sistema Interconectado Nacional²⁰. Los municipios de Guatapé y El Peñol tienen una población de 94,300 habitantes.

La cuenca tiene una precipitación media anual de 2200 mm con influencia bimodal y alturas que varían entre los 3100 y 1900 m.s.n.m., con temperaturas de 16 -20°C. En esta cuenca se encuentran las áreas de manejo especial²¹ de la zona de influencia Embalse La Fé, Parque Piedras Blancas, Cuchilla La Madera, Cerro El Capiro, San Sebastián La Castellana, Cuchillas Alto del Órgano, Alto de las Cruces, Alto de San José, Alto el Venado y Cuchilla los Cedros²².

En el Embalse de Guatapé se desarrollan actividades como el turismo, la recreación, el deporte y la pesca²³. Los principales problemas ambientales que presenta esta cuenca son la erosión de las orillas del embalse y la proliferación de plantas acuáticas invasoras (eutrofización) que disminuyen el área del espejo de agua²⁴.

La central hidroeléctrica San Carlos aprovecha las aguas del **Embalse Punchiná**. Este que recibe aguas de los ríos San Carlos y Guatapé. Pertenece a la compañía ISAGEN y está localizado en el en el municipio de San Carlos, a cerca de 150km de Medellín. Esta es la Central de mayor capacidad instalada en el país (1240 MW).

El embalse tiene una capacidad de almacenamiento de 72 millones de metros cúbicos²⁵ y cubre territorio de los municipios de San Carlos, Alejandría, Santo Domingo y San Roque.

La precipitación media anual en esta zona es superior a los 3,000 mm, con una temperatura promedio de 24°C²⁶ y unas altitudes que varían entre los 200 y 800m.s.n.m. El clima corresponde a una zona de bosque

¹⁸ EPM (2011) Op. Cit.

¹⁹ EPM (2013) *Sistema de generación de energía de EPM*. Tomado de la página web: <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energ%C3%ADa/Centraleshidroel%C3%A9ctricas.aspx>

²⁰ Ibid.

²¹ Conforme al artículo 308 y 309 del decreto ley 281 de 1974, “Es área de manejo especial la que se delimita para administración, manejo y protección del ambiente y de los recursos naturales renovables.” De igual forma, “La creación de las áreas de manejo especial deberá tener objetos determinados y fundarse en estudios ecológicos y económico-sociales.”

²² CORNARE (2007). *Descripción de cuencas y tramos de cuenca jurisdicción CORNARE*. Colombia.

²³ EPM (2011) Op. Cit.

²⁴ Ibid.

²⁵ ISAGEN (2013). Op. Cit.

²⁶ ISAGEN (2011). Op. Cit.

húmedo premontano. Los suelos son ácidos, erodables y de baja productividad²⁷. En el embalse se llevan a cabo actividades de pesca de subsistencia y algunos proyectos de investigación²⁸ y de conservación.

Las cuencas de los ríos San Carlos y Guatapé han sufrido los impactos de la ampliación de la frontera agrícola sobre suelos erodables. La minería informal también ha afectado las corrientes y la calidad de agua de estas cuencas. Gran parte de los bosques naturales de estas cuencas han sido reemplazados por pastos y cultivos. La fundación *Bird Life International* definió el área de influencia del embalse como área de protección y conservación de la biodiversidad.²⁹

El Embalse de San Lorenzo almacena las aguas para la operación de la central hidroeléctrica de Jaguas, que pertenece a ISAGEN. Se surte de las aguas del Río Nare, aguas abajo del embalse de El Peñol. La cuenca del Río Nare tiene un área total de 108511 ha. El embalse incluye áreas de los municipios de San Rafael, San Roque, Alejandría, Concepción y Santo Domingo³⁰. Tiene una profundidad media de 63 metros y una extensión de 1030 ha, con una capacidad de almacenamiento de 185.5 millones de metros cúbicos³¹. La población el área de influencia es de 51,600 habitantes aproximadamente.

La Central Hidroeléctrica se encuentra a cerca de 117 km de Medellín. Tiene una capacidad instalada de 170 MW efectivos³². Al igual que el embalse de El Peñol, el embalse de San Lorenzo es surtido principalmente por el Río Nare. También recibe aguas de los ríos San Lorenzo y Nusito y de las quebradas San Miguel y La Arenosa.

La cuenca del Río Nare tiene una precipitación media anual superior a los 3500 mm, con temperaturas de 18 - 23°C. Tiene una topografía montañosa caracterizada por pendientes altas y escarpadas con algunas zonas planas onduladas³³.

El embalse recibe las descargas de aguas residuales de los municipios cercanos³⁴ y se desarrollan otras actividades como el turismo y la pesca de subsistencia³⁵. En la cuenca del Río Nare hay fincas recreativas, ganadería extensiva y en algunas zonas aún se hallan focos de minería informal³⁶.

²⁷ CORNARE (2007). *Descripción de cuencas y tramos de cuenca jurisdicción CORNARE*. Colombia.

²⁸ FAO (2013). *Aprovechamiento Acuicola de Embalses en Colombia*. Tomado de la página web: <http://www.fao.org/docrep/field/003/ab488s/AB488S04.htm> Colombia

²⁹ BIRD LIFE INTERNATIONAL (2013) *Important Bird Areas factsheet: Embalse de Punchiná y su zona de protección*. Tomado de la página web: <http://www.birdlife.org>

³⁰ ISAGEN (2013) *Central Hidroeléctrica Jaguas*. Tomado de página web: <http://www.isagen.com.co/nuestra-empresa/produccion-de-energia/generacion-hidroelectrica/central-hidroelectrica-jaguas/>

³¹ ISAGEN (2011). *Flora de Embalses. Centrales Hidroeléctricas de ISAGEN en el oriente antioqueño San Carlos, Jaguas y Calderas*. Colombia

³² ISAGEN (2013) Op. Cit.

³³ ISAGEN (2011) Op. Cit.

³⁴ Alcaldía de Alejandría (2013). *Nuestro municipio*. Tomado de la página web: http://alejandria-antioquia.gov.co/informacion_general.shtml

³⁵ FAO (2013) Op. Cit.

³⁶ *Ibid.*

Uno de los principales problemas ambientales que afecta al embalse es la descarga de sedimentos provenientes de las laderas deforestadas y erosionadas por agricultura y sobrepastoreo, la explotación de madera y en menor medida la minería. En esta cuenca se encuentra el área de manejo especial del cañón del Río Nare, y pertenece al área de influencia de PRODEPAZ³⁷.

La **Central Hidroeléctrica Calderas**, perteneciente a la empresa ISAGEN, está localizada en las proximidades de la carretera que conecta Medellín con los municipios de Santuario, Granada y San Carlos. La población más cercana es el municipio de San Carlos. Esta central aprovecha las aguas de los ríos Calderas y Tefatanes. Las aguas turbinadas son descargadas al Río San Carlos que alimenta el embalse de Punchiná³⁸.

El caudal promedio multianual del río Calderas es de 6.8m³/s. Para el aprovechamiento de las aguas del río Tefatanes es necesaria una desviación del caudal. Esto se realiza por medio de un túnel³⁹. El embalse tiene una capacidad de almacenamiento de 420, 000m³ y un volumen útil de 200,000m³. La capacidad instalada de generación es de 26MW; y genera 87GWh/año⁴⁰.

Las cuencas afluentes del embalse de Calderas se encuentran entre los 1,000 y 2,000 m.s.n.m. con una temperatura media anual de 20°C. La precipitación es de aproximadamente 2500 mm anuales⁴¹. En el embalse se desarrollan otras actividades como la pesca de subsistencia y actividades deportivas y recreativas⁴².

En la cuenca se presentan problemas de fragmentación de bosques y de deterioro de ecosistemas locales. Esto por la presión que ejercen las actividades agrícola y ganadera, por la extracción ilegal de especies, la minería aluvial de oro, y la extracción de materiales de playa. El Plan de Gestión Ambiental Regional 2009-2034, tiene en cuenta estos problemas y plantea áreas de protección para prevenir que sigan aumentando⁴³.

La Central Hidroeléctrica **Porvenir II** es un proyecto en construcción. Se tiene planeado que entrará en funcionamiento en el 2018. Se ubicaría a 142 km de Medellín en la parte baja de la cuenca del río Samaná Norte, jurisdicción de los municipios de San Carlos y Puerto Nare. El embalse asociado ocupará territorios de los municipios de San Carlos, San Luis y Puerto Nare, aguas abajo de la confluencia de la quebrada Peñol Grande con el río Samaná y aguas arriba de confluencia con el río Guatapé⁴⁴.

³⁷ CORNARE (2007). *Descripción de cuencas y tramos de cuenca jurisdicción CORNARE*. Colombia.

³⁸ ISAGEN (2013). Central Hidroeléctrica Calderas. Tomado de la página web: <http://www.isagen.com.co/nuestra-empresa/produccion-de-energia/generacion-hidroelectrica/central-hidroelectrica-calderas/>

³⁹ *Ibíd.*

⁴⁰ ANLA (2012). Resolución 706 de 2012

⁴¹ CORNARE (2007). Op. Cit.

⁴² CORNARE (2009). Plan de gestión ambiental regional 2009-2034

⁴³ *Ibíd.*

⁴⁴ ANLA (2013). Auto No. 0062 del 11 de Enero de 2013

El área de afluencia directa de este proyecto es de aproximadamente de 10,453 ha. La tendría una capacidad de almacenamiento de 463 millones de m³ de los cuales 259 millones de m³ serán útiles. La central generará 352 MW; y en la subasta de 2012 le fue asignado un Cargo por Confiabilidad para un plazo de 20 años⁴⁵. La población de los municipios aledaños es de aproximadamente 32,500 habitantes.

La cuenca de río Samaná Norte tiene un área de 265600 ha, en el oriente antioqueño. En ésta área existen tres áreas de manejo especial⁴⁶: La Cordillera Cocorná – San Carlos, La Cuchilla La Tebaida y El Cañón del Samaná Norte. La precipitación varía entre los 2,000-4,000mm anuales, con una temperatura promedio entre los 23-27°C. Las altitudes varían entre los 300 y 3000 m.s.n.m. Los suelos son ácidos, de baja fertilidad y fácilmente erodables⁴⁷.

En esta cuenca se desarrollan actividades agrícolas (principalmente minifundios), extracción de madera, y ganadería extensiva, principalmente⁴⁸. Como consecuencia de lo anterior, en el área se presentan problemas ambientales asociados a la pérdida de cobertura vegetal, fragmentación de ecosistemas y erosión de suelos.

La Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) **San Miguel**, perteneciente a la empresa HMV Ingenieros. Se prevé que entrará en operación en el año 2015. Aprovechará aguas del río Calderas y la quebrada San Miguel; que drenan aguas de los municipios de San Luis y San Francisco.

En la cuenca del Río Calderas se presentan problemas de tala de bosques, fragmentación y deterioro de los ecosistemas debido a la presión que ejercen las actividades agrícola y ganadera, la extracción ilegal de especies, la minería aluvial de oro, y la extracción de materiales de playa.

6.3. Antioquia 2

El embalse agregado se ubica en el nor-este del departamento de Antioquia, sobre la cordillera central. El embalse presenta, en su mayoría, un relieve escarpado, montañoso de altas pendientes. El embalse agregado tiene un área aproximada de 822,400 hectáreas; principalmente sobre la cuenca del Río Porce. A lo largo de sus recorrido atraviesa aproximadamente 30 municipios; además de la capital del departamento.

El territorio de este embalse agregado incluye jurisdicciones de la Corporación Autónoma de Antioquia y de la Corporación Autónoma Regional de los Ríos Negro y Nare. Las precipitaciones que se registran en la cuenca

⁴⁵ CELSIA (2012) Porvenir II. Tomado de la página web:

<http://www.celsia.com/site/Negocios/Generaci%C3%B3ndeenerg%C3%ADa/Proyectos/PorvenirII.aspx>

⁴⁶ Conforme al artículo 308 y 309 del decreto ley 281 de 1974, “Es área de manejo especial la que se delimita para administración, manejo y protección del ambiente y de los recursos naturales renovables.” De igual forma, “La creación de las áreas de manejo especial deberá tener objetos determinados y fundarse en estudios ecológicos y económico-sociales.”

⁴⁷ CORNARE (2007). *Descripción de cuencas y tramos de cuenca jurisdicción CORNARE*. Colombia.

⁴⁸ *Ibíd.*

del río Porce, que tiene un área aproximada de 524800 ha, son de 3000mm anuales⁴⁹. La cuenca del Río Guadalupe, ubicada en la parte media – alta de la cuenca del río Porce, cuenta con pendientes empinadas e irregulares⁵⁰. La temperatura de la cuenca Oscila entre los 19 y 25 °C, en donde la temperatura promedio anual es de 19°C⁵¹.

Entre los principales problemas ambientales de estas dos cuencas (Porce y Guadalupe) se encuentran la deforestación de los bosques naturales, la fragmentación de ecosistemas, la extracción de maderas y la minería de oro aluvial. Todas estas actividades contribuyen a aumentar la concentración de sedimentos en los cauces y, finalmente, a la sedimentación de los embalses⁵².

Este embalse agregado incluye los embalses de Troneras, Miraflores, Guadalupe III, **La Tasajera, Porce II, III y IV**; A continuación se presenta una descripción de cada uno de esos embalses.

La Central Hidroeléctrica Troneras está localizada en el municipio de Carolina del Príncipe. Aprovecha las aguas del río Concepción, después de haber recibido los trasvases de los ríos Nechí, Pajarito y Dolores. Estos afluentes junto con los provenientes del embalse Miraflores y el río Guadalupe, conforman el embalse troneras⁵³.

El área de influencia de esta central incluye la cuenca de los ríos Concepción y Guadalupe; y las de sus trasvases (Nechí, Pajarito y Dolores). El embalse tiene una capacidad de almacenamiento de 36 millones de metros cúbicos. La central tiene una capacidad de generación de 40MW; y aporta 242GWh al SIN; con una energía firme de 208GWh.⁵⁴ El área de influencia se encuentra entre los 1800 y 2000 m.s.n.m., con una temperatura promedio de 19°C⁵⁵.

Las actividades complementarias que se desarrollan en esta zona son la agricultura, especialmente cultivos de café, y la cría extensiva de ganado. La expansión de la frontera agrícola se realiza mediante el sistema de tumba y quema de bosques y rastrojos. Adicionalmente, en la zona existen problemas de extracción aluvial de oro y de otros materiales de orilla⁵⁶. La erosión de los suelos causada por estas actividades aumenta la concertación de partículas en los cauces y la tasa de sedimentación de los embalses⁵⁷.

El Embalse de Miraflores recibe aguas del río Tenche. Tiene una capacidad de almacenamiento de 140 millones de metros cúbicos. Esta localizado en la jurisdicción del municipio de Carolina del Príncipe.

⁴⁹Alcaldía de Medellín, CORANTIOQUIA, CORNARE (2013) Evaluación de la huella hídrica en la cuenca del Río Porce. Colombia

⁵⁰Ibíd.

⁵¹Ibíd.

⁵² Ibíd.

⁵³ EPM (2013). Sistema de Generación de Energía de EPM. Tomado de la página web: <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energ%C3%ADa/Centraleshidroel%C3%A9ctricas.aspx>

⁵⁴EPM (2013).Op. Cit.

⁵⁵CORANTIOQUIA (sf).Municipio Carolina del Príncipe. Colombia

⁵⁶CORANTIOQUIA (2007) Plan de gestión ambiental regional. Capítulo 2. Análisis integral del territorioColombia

⁵⁷CORANTIOQUI (sf) Op.cit.

Su área de afluencia es de 4315.5 ha y el embalse tiene un área de 719 ha. La represa se encuentra a 2000 m.s.n.m., con una temperatura promedio de 20°C⁵⁸. Aguas debajo de este embalse se encuentran las hidroeléctricas Troneras, Guadalupe III y Guadalupe IV.

La Central Guadalupe III perteneciente a la cadena de generación Guatiron de EPM. Está ubicada aguas abajo de la central hidroeléctrica Troneras. Aprovecha las aguas turbinadas de la central Troneras y las de la Quebrada Cañasgordas⁵⁹. Está localizada en el municipio de Carolina del príncipe a 120 km de Medellín. Tiene una capacidad efectiva instalada de 270 MW, contribuye anualmente con 1.67 GWh al Sistema Interconectado Nacional⁶⁰.

El área de influencia del embalse se encuentra localizada entre los 1800 y 2000 m.s.n.m., con una temperatura promedio de 19°C⁶¹. Es una región generalmente montañosa de altas pendientes.

En la cuenca se llevan a cabo actividades agrícolas, especialmente cultivos de café, y ganadería extensiva. La expansión de la frontera agrícola se realiza mediante la tala y quema de bosques y rastrojos. En consecuencia se presentan problemas de fragmentación de bosques y deterioro de ecosistemas. Existen también problemas de extracción informal de oro aluvial y de materiales de orilla⁶². La erosión de los suelos de las laderas acelera la sedimentación de cauces y cuerpos de agua⁶³. EPM, ha desarrollado plantaciones forestales dentro de las áreas de protección de cada embalse. Esto con el fin de restaurar la cobertura vegetal y prevenir el avance de los problemas de erosión⁶⁴.

La Central Hidroeléctrica la Tasajera, de EPM hace parte del proyecto de “aprovechamiento múltiple del Río Grande”. Está ubicada al norte del valle de Aburra en el municipio de Barbosa. La población de Barbosa es de 42,300 habitantes. El embalse de Riogrande construido con el propósito de suministrar agua para el acueducto urbano de Barbosa y para generación de energía.

El área de influencia de este embalse es de 188.5 ha, sobre la cuenca de río Grande. Tiene una capacidad instalada de 306MW. El embalse del Riogrande se encuentra aguas abajo de la confluencia entre los ríos Grande y Chico, y tiene una capacidad de almacenamiento de 200 millones de metro cúbicos⁶⁵.

⁵⁸CORANTIOQUIA (sf). Municipio Carolina del Príncipe. Colombia

⁵⁹UNAL (2006). Operación y funcionamiento de los generadores sincrónicos modernizados en la central hidroeléctrica de Guadalupe IV. Medellín, Colombia

⁶⁰EPM (2013). Sistema de Generación de Energía de EPM. Tomado de la página web: <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energ%C3%ADa/Centraleshidroel%C3%A9ctricas.aspx>

⁶¹CORANTIOQUIA (sf). Municipio Carolina del Príncipe. Colombia

⁶²CORANTIOQUIA (2007) Plan de gestión ambiental regional. Capítulo 2. Análisis integral del territorio Colombia

⁶³CORANTIOQUIA (sf) Op. cit.

⁶⁴EPM (2011). *Gestión ambiental y social EPM 2011 en las áreas de influencia de sus centrales de generación de energía eléctrica*. Colombia.

⁶⁵UNAL (2004) Oferta hídrica del área de manejo especial “sistema de páramos y bosques altoandinos del noroccidente medio antioqueño”. Colombia

Sobre la cuenca del Río Grande se desarrollan actividades recreativas y deportivas; actividades de ganadería, agricultura y ecoturismo. Los problemas ambientales que afectan a este embalse se asocian, principalmente, con la expansión de la frontera agropecuaria para la cría de ganado sobre la cuenca. En consecuencia se presentan problemas de fragmentación de bosques y deterioro de ecosistemas.

La Central Hidroeléctrica Porce II, perteneciente a Empresas Públicas de Medellín. Se encuentra ubicada cerca de la carretera que conduce de Medellín a Amalfi y Anorí; a 120 km de la capital del departamento. Los municipios que tienen jurisdicción sobre el embalse de esta central son Yolombo, Amalfi y Gómez Plata. Aprovecha las aguas del río Porce.

El Embalse de Porce II tiene una capacidad total 142.7 millones de metros cúbicos, e inunda un área de 890 ha. Este embalse recibe las aguas de descarga de la central hidroeléctrica La Tasajera. Tiene una capacidad efectiva instalada de 405 MW, y aporta 1294.5 GWh/año de energía firme al SIN.

El área de afluencia de esta central se encuentra entre 3000 y 1200 m.s.n.m.; con una temperatura promedio de 20°C. La precipitación en esta zona tiene una distribución bimodal y es de 3000mm anuales aproximadamente. El caudal que medio de entrada a la presa es 113 m³/s; y transporta anualmente 4.4 millones de toneladas de sedimento⁶⁶.

En la cuenca de Río Porce se desarrollan actividades de extracción de maderas, ganadería extensiva, agricultura y minería de oro. Estas actividades, por lo general, llevadas a cabo mediante procesos tecnológicos precarios y de alto impacto ambiental⁶⁷. Los problemas ambientales que afectan esta cuenca se relacionan con conflictos de uso del suelo, deforestación para expansión de frontera agrícola, establecimiento de cultivos ilícitos. En consecuencia la erosión y la sedimentación de cauces y cuerpos de agua son problemas prevalentes⁶⁸.

La construcción de la central **Porce IV**, fue suspendida por EPM por razones, principalmente, de orden público⁶⁹. En todo caso, a continuación se hace una breve descripción de estos proyectos que se ubican dentro de la jurisdicción de los municipios de Amalfi, Anorí, Gómez Plata y Guadalupe; a cerca de 147 km de Medellín. La población en los municipios cercanos es de 35550 habitantes aproximadamente⁷⁰. Estas centrales, al igual que Porce II, aprovechan las aguas del Río Porce.

⁶⁶CORNARE (2007). *Descripción de cuencas y tramos de cuenca jurisdicción CORNARE*. Colombia.

⁶⁷CORANTIOQUIA (2006). Plan de Gestión Ambiental 2009 – 2019. Colombia.

⁶⁸CORANTIOQUIA (2006). Formulación del Plan de Ordenación y Manejo de las Áreas de Regulación hídrica, con influencia sobre el proyecto de hidroeléctrica Porce II – III. Colombia

⁶⁹EPM (2013). Que pasa hoy con Porce?. Tomado de la página web: <https://www.epm.com.co/site/Home/Saladeprensa/BoletinesEstamosAhi/LoquedebemossaberdePorceIV.aspx>

⁷⁰DANE (2005) Censo 2005.

Porce III tiene un embalse con una capacidad de almacenamiento de 170 millones de metros cúbicos; y una capacidad instalada de 660MW. Aportará anualmente 4254 GWh al SIN⁷¹. Su área de afluencia es de 6375.5 ha sobre la cuenca del Río Porce. Ésta cuenca se encuentra entre 1200 y 3000 m.s.n.m. con una temperatura promedio de 20°C. La precipitación en esta zona tiene una distribución bimodal y es de 3000mm anuales aproximadamente⁷².

Porce IV se ubicará 31 km aguas abajo de Porce III. Está diseñada para generar 400MW. La energía en firme asignada es de 1923GWh/año⁷³. Su área de afluencia es de 1720 ha sobre la cuenca del Río Porce.

Como se indicó antes, en la cuenca del Río Porce se desarrollan actividades de extracción de madera, ganadería extensiva, agricultura y minería informal de oro mediante la utilización de tecnologías precarias de alto impacto ambiental⁷⁴. Los problemas ambientales del embalse se asocian principalmente con la erosión de los suelos de la cuenca y a la sedimentación de cuerpos de agua⁷⁵.

6.4. Caldas

Este embalse agregado se ubica al oriente del departamento de Caldas, sobre la cordillera central. Sus cuencas presentan, en su mayoría, un relieve escarpado, montañoso de altas pendientes. Su área es de cerca de 480,000 hectáreas, e incluyen las cuencas de los ríos Miel, Manso y Guarinó⁷⁶.

La cuenca del Río Miel es la principal de este embalse agregado. Recorre los municipios de Samaná, Pensilvania, Norcasia, Victoria, Mequetalia y Manzanares. En su parte alta se localiza la Selva de Florencia, zona de reserva natural con una alta biodiversidad y un papel clave para la producción y regulación de caudales. Esta cuenca tiene una precipitación anual de 7000mm y una distribución de lluvias sin temporada significativamente seca. Esto permite que esta zona tenga ventajas para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos⁷⁷.

Estas cuencas están bajo la jurisdicción de la Corporación Autónoma Regional de Caldas. La cuenca del Río Miel tiene un área de aproximadamente 113300 ha⁷⁸; y la del Río Guarinó tiene un área de 62.806 ha. Ambos ríos son afluentes del Río Magdalena. La temperatura de la cuenca oscila entre los 12 y 25 °C⁷⁹.

⁷¹BID (2006) CO-L1005 Informe terminación de proyecto. Colombia.

⁷²CORNARE (2007). *Descripción de cuencas y tramos de cuenca jurisdicción CORNARE*. Colombia.

⁷³DNP (2009) Tomado de la página web:

<https://www.dnp.gov.co/Portals/0/archivos/documentos/GCRP/Presentaciones/Proyecto%20Hidroel%C3%A9ctrico%20Porce%20IV.pdf>

⁷⁴CORANTIOQUIA (2006). Plan de Gestión Ambiental 2009 – 2019. Colombia.

⁷⁵CORANTIOQUIA (2006). Formulación del Plan de Ordenación y Manejo de las Áreas de Regulación hídrica, con influencia sobre el proyecto de hidroeléctrica Porce II – III. Colombia

⁷⁶CORNARE (2007). *Descripción de cuencas y tramos de cuenca jurisdicción CORNARE*. Colombia.

⁷⁷CODESAN (2004) La Cuenca del Río La Miel. Colombia

⁷⁸Alcaldía de Medellín, CORANTIOQUIA, CORNARE (2013) Evaluación de la huella hídrica en la cuenca del Río Porce. Colombia

⁷⁹Ibíd.

Los principales problemas ambientales que afecta a los cuerpos de agua y embalses de estas dos cuencas son la tala de bosques, la fragmentación de ecosistemas, y la erosión y la producción de sedimentos causados por prácticas inadecuadas de manejo de sistemas ganaderos y agrícolas; y por la minería informal del oro aluvial⁸⁰.

La Central Hidroeléctrica Miel I, perteneciente a la empresa ISAGEN. Se encuentra ubicada en el municipio de Norcasia, en el departamento de Caldas, con una población de cerca de 6500 habitantes. Aprovecha las aguas de los ríos Guarinó, La Miel, Moro y Manso. Tiene una capacidad instalada de 396 MW. Aporta (energía en firme) 104 GWh/año al Sistema Interconectado Nacional.

El área de afluencia de esta central está localizada entre los 190 – 750 m.s.n.m. El embalse asociado tiene una capacidad de almacenamiento de 656 millones de metros cúbicos. La precipitación en esta zona es de 2000 – 2500mm anuales con una temperatura promedio 12 – 15°C.

En estas cuencas se llevan a cabo otras actividades como la pesca, agricultura y ganadería extensiva. Los problemas ambientales que afectan este embalse son principalmente el deterioro de los ecosistemas de la cuenca por deforestación, el uso de prácticas agrícolas y pecuarias inadecuadas; y la consecuente erosión de los suelos⁸¹.

El Trasvase Miel – Manso, ubicado en el departamento de Caldas (Municipios de Norcasia y Samaná) transporta agua – a través de un túnel de 4 km- desde la cuenca de Río Manso hacia la Quebrada Santa Bárbara. Esta quebrada ubicada en la cuenca del Río la Miel, a su vez, fluye hacia la Represa de Amaní⁸². Este trasvase se construyó con el fin de aumentar la capacidad de generación de la Central Hidroeléctrica Miel. El caudal trasvasado permitió a la hidroeléctrica Miel un incremento de 104GWh/año. Esto corresponde al 7% de la generación anual de la central. Como área de protección se destinaron 462 ha sobre el alineamiento del túnel con el fin de mantener y recuperar los ecosistemas locales⁸³.

La cuenca de El Río Manso tiene una precipitación anual de 3500 mm, y altitudes que varían entre los 160 y 2000 m.s.n.m. y temperaturas de 20 – 32°C. Esta zona, en especial la Reserva de la Sociedad Civil Río Manso, ubicada en la parte plana del valle del Magdalena, son zonas de transición hacia bosque secos⁸⁴.

De igual manera, el trasvase Miel – Guarinó, con una longitud de 3.37km, ubicado al oriente del departamento de Caldas en límites con el Tolima, se construyó con el fin de aumentar la capacidad de generación de la Central Hidroeléctrica Miel. Este trasvase se ubica en la cuenca media baja del río Guarinó; en el municipio

⁸⁰ Ibid.

⁸¹GOZALEZ, Eugenia (2009) Gestión del agua y planificación territorial en ámbitos metropolitanos: el caso del Valle de Aburrá. Colombia.

⁸²ANLA (2013a) Auto No. 2165. Colombia

⁸³ISAGEN (2013) Plan de Manejo Ambiental Trasvase Manso – Miel. Colombia

⁸⁴CORPOCALDAS (sf). 4. Generalidades ambientales del departamento de Caldas. Plan de Prevención, Mitigación y Contingencias de incendio Forestales del Departamento de Caldas. Colombia

de Victoria (Caldas), a más de 3 Km de del casco urbano⁸⁵. Las aguas transvasadas desde el Río Guarinó hacia el Río la Miel, y por esa vía la represa de Amaní, permiten generar 308 GWh/año adicionales. El área de influencia de la Central Hidroeléctrica Miel I y del trasvase Guarinó tienen una población de 200000 habitantes aproximadamente, y una temperatura promedio de 25°C⁸⁶.

6.5. Cauca

Este embalse agregado comprende el norte de Antioquia, y los departamentos de Caldas, Risaralda, Quindío, Valle de Cauca y Cauca sobre las cordilleras occidental y central. El área aproximada de este embalse agregado es de 3.7 millones de hectáreas. Sus temperaturas son relativamente altas y con pocas variaciones a lo largo del año. Sin embargo, se caracteriza por la presencia de períodos de diferente de pluviosidad en el año.

Este embalse agregado incluye cuatro embalses internos: Camaguadua, San Francisco, Intuango (en desarrollo) y Salvajina. A continuación se presenta una descripción de cada uno de esos embalses.

La red hidrográfica de este embalse agregado incluye, principalmente, la cuenca del Río Cauca. Recorre más de 150 municipios, con una población de alrededor de 10 millones de personas⁸⁷. Los ríos Chinchiná, Campoalegre y San Francisco y la Estrella son afluentes principales de algunos de los embalses que conforman este embalse agregado.

Los problemas ambientales que de este embalse agregado con impactos sobre la generación de energía son, principalmente, los que se relacionan con el uso de los suelos: deforestación, fragmentación de ecosistemas, erosión por ganadería y agricultura en laderas, extracción de materiales del lecho de los cuerpos de agua, minería informal⁸⁸.

El Embalse Camaguadua / Chinchiná/Campoalegre se localiza en el departamento de Caldas, en jurisdicción del municipio de Chinchiná (84,000 habitantes). La cuenca del Río Chinchiná (Caldas) cuenta con un área de 113,264 hectáreas⁸⁹; la del Campoalegre (Risaralda y Caldas) tiene un área de 42,957 ha⁹⁰. Este embalse tuvo originalmente un espejo de aguade 8.8 has. Tiene una capacidad de 2.25 millones de m³, con

⁸⁵ANLA (2013) Auto N° 299

⁸⁶ISAGEN (2012) Miel I y trasvase Guarinó. Tomado de la página web:

<http://www.isagen.com.co/comunidades/centrales/miel-y-transvase-guarino/poblacion/>

⁸⁷ EPM. (2013). Proyecto Ituango. Tomado de la página web:
<http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrosproyectos/Ituango/Datosdelproyecto.aspx>

⁸⁸ CVC. (2006). Caracterización del río cauca y sus tributarios. Capítulo 3. Tomado de:
<http://www.cvc.gov.co/cvc/Mosaic/dpdf1/volumen8/3-caracterizacionrcytv8f1.pdf>

⁸⁹Corpocaldas. (2001). Plan de Gestión Ambiental Regional para Caldas. Región Centro Sur. Colombia.

⁹⁰Giraldo, M. (2013). *Generalidades Cuenca del río Campoalegre*. Colombia

un volumen útil de 1.7 millones de metros cúbicos⁹¹. Almacena las aguas de los ríos Chinchiná, Río Campoalegre, y de la Quebrada Cameguadua. Vierte sus aguas al río Cauca.

El embalse ha perdido espejo de agua y profundidad. Esto como consecuencia de la invasión de plantas acuáticas y subacuáticas. La descomposición de estas, la proliferación de macrófitas acuáticas (buchón de agua o taruya⁹²). La capacidad de generación de la planta es de 27 MW⁹³. Esta planta de generación es la primera etapa del sistema hídrico de la CHEC.

El Embalse de San Francisco (lago o represa La esmeralda) se ubica en el municipio de Chinchiná (84,000 habitantes). Cuenta con un espejo de agua de 20 has⁹⁴. Los principales afluentes del embalse son el río San Eugenio, el Río San Francisco, la Quebrada la Estrella y el Embalse de Cameguadua, el cual se abastece de los ríos Chinchiná y Campoalegre, descritos anteriormente. El embalse San Francisco tiene una capacidad útil de 2.3 millones de metros cúbicos⁹⁵. Su temperatura media es 28°C.

La cuenca del río San Eugenio tiene una extensión total de 1037.54 ha⁹⁶. La cuenca del Río San Francisco, es territorio compartido entre Caldas y Risaralda. La Central Hidroeléctrica de San Francisco tiene una capacidad de generación de 53MW⁹⁷. Hace parte, junto a la Planta la Esmeralda que se localiza entre la Planta Ínsula y el Embalse San Francisco, de la segunda etapa del sistema hídrico de la CHEC. La Planta Ínsula descarga sus aguas, que provienen del embalse Cameguadua y de la quebrada la estrella en el Embalse de San Francisco. Todas estas aguas drenan finalmente hacia el Río Cauca.

El Embalse de San Francisco tiene problemas de sedimentación, pérdida de la capacidad de almacenamiento, presencia de vegetación flotante y asentamientos ilegales/informales que dificultan la administración del embalse⁹⁸.

El Proyecto hidroeléctrico Ituango se encuentra en desarrollo. Se ubica en el norte del departamento de Antioquia a cerca de 170 kilómetros de la capital del departamento. Este proyecto, que aprovecharía las aguas del Río Cauca, incluye la construcción del Embalse Ituango sobre el tramo medio de la cuenca media del río Cauca; también conocido como Cañón del Cauca. El embalse tendrá una con una longitud de 70 km, una capacidad de almacenamiento de 2720 millones de m³ y un volumen útil de 976 millones de m³ ⁹⁹.

⁹¹Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. (2009). Resolución 413 de 2009. Plan de Manejo Ambiental Centrales hidroeléctricas Ínsula, Esmeralda y San Francisco. Colombia

⁹²*Eichhorniacrassipes*.

⁹³Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. (2009). Resolución 413 de 2009. Plan de Manejo Ambiental Centrales hidroeléctricas Ínsula, Esmeralda y San Francisco. Colombia.

⁹⁴Corpocaldas. (2001). Plan de Gestión Ambiental Regional para Caldas. Región Centro Sur. Colombia.

⁹⁵CHEC. (2013). Informe de presentación al Mercado Reasegurador. Colombia

⁹⁶Universidad Nacional de Colombia. (2006). Estudio hidrológico e hidráulico de la Cuenca del Río San Eugenio. Colombia

⁹⁷CHEC.(2013). Centrales hidráulicas. Tomado de la página web: <http://www.chec.com.co/drupal3/node/43>

⁹⁸Corpocaldas. (2001). Plan de Gestión Ambiental Regional para Caldas. Región Centro Sur. Colombia.

⁹⁹DNP. (2010). Hidroeléctrica Intanguo. Tomado de la página web: <https://www.dnp.gov.co/Portals/0/archivos/documentos/GCRP/Presentaciones/Hidroel%C3%A9ctrica%20Ituango.pdf>

La cuenca del río Cauca tiene un área de 6.3 millones de ha y recorre más de 150 municipios; con una población de alrededor de 10 millones de personas¹⁰⁰. Los municipios de Briceño, Ituango y Toledo están dentro del área de influencia directa de este proyecto. Estos suman una población de 65301 habitantes.

Los problemas ambientales que afectarían a este proyecto serían, principalmente, los que se relacionan con el uso de los suelos: deforestación, fragmentación de ecosistemas, erosión por ganadería y agricultura en laderas, extracción de materiales del lecho de los cuerpos de agua, minería informal.

El embalse permitirá la generación de 2400MW; permitiendo el aprovechamiento de un caudal de cerca 1000 m³/s, alcanzado por el río Cauca luego de un recorrido de unos 900 km¹⁰¹.

El Proyecto Hidroeléctrico de Salvajina sobre el Río Cauca se ubica en el municipio Suarez (19.244 habitantes) en el Departamento del Cauca. Este proyecto es de propiedad de EPSA, tiene una capacidad de generación de 270 MW. El embalse tiene una extensión de 3100 ha, un Volumen total estimado en 764.7 millones de m³ y un Volumen útil de 695.7 millones de m³.

En el área del embalse de Salvajina, las temperaturas varían entre los 22 y 23°C; y las precipitaciones oscilan entre 1600 y 2000 milímetros anuales¹⁰². Otras actividades existentes en el área del embalse son la pesca artesanal y la recreación¹⁰³.

La cuenca del Río Cauca tiene un área de 396000 ha ¹⁰⁴. Los problemas ambientales que afectarían a este proyecto serían, principalmente, los que se relacionan con el uso de los suelos: deforestación, fragmentación de ecosistemas, erosión por ganadería y agricultura en laderas, extracción de materiales del lecho de los cuerpos de agua, minería informal¹⁰⁵.

La minería informal es una de las principales fuentes de ingreso de la población dentro del área de influencia directa del embalse. Esta actividad se realiza con mayor intensidad en la margen derecha del embalse. La minería de socavón genera grandes cantidades de materiales cuyo destino final es el embalse.¹⁰⁶

¹⁰⁰EPM. (2013). Proyecto Ituango. Tomado de la página web: <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrosproyectos/Ituango/Datosdelproyecto.aspx>

¹⁰¹DNP. (2010). Hidroeléctrica Ituango. Tomado de la página web: <https://www.dnp.gov.co/Portals/0/archivos/documentos/GCRP/Presentaciones/Hidroel%C3%A9ctrica%20Ituango.pdf>

¹⁰²<http://www.crc.gov.co/files/ConocimientoAmbiental/mineria/MINERIA%20SUAREZ/DIAGNOSTICO%20AMBIENTAL.pdf>

¹⁰³Organización de Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura- FAO. (2013). *Avances en el manejo y aprovechamiento acuícola de embalses en Colombia*. Tomado de la página web: <http://www.fao.org/docrep/field/003/ab488s/AB488S05.htm>

¹⁰⁴ EPSA. (2013). Central Salvajina. Tomado de la página web: <http://www.epsa.com.co/es-es/nosotros/nuestrascentrales/salvajina.aspx>

¹⁰⁵CRC. (2009). *Diagnóstico ambiental en el municipio Suarez*. Colombia.

¹⁰⁶ Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca – CVC. Capítulo 8, Análisis Ambiental. Colombia

6.6. Tolima

Este embalse agregado se encuentra dividido en dos secciones: la primera se ubica al occidente del departamento de Tolima, sobre el costado occidental de la cordillera central y la segunda se encuentra sobre el costado occidental de la cordillera oriental. El embalse presenta en su mayoría un relieve escarpado, montañoso de altas pendientes.

El embalse agregado cuenta con un área aproximada de 415000 hectáreas, distribuidos de la siguiente manera: 165000 ha en el sector oriental y 250000 ha en el occidental. Sus embalses agregados hacen parte de a las cuencas de los ríos Prado, Amoyá y Cucuana. La cuenca del Río Prado tiene un área de 169827 ha. Los Ríos Amoyá y Cucuana nacen en el páramo de Las Hermosas¹⁰⁷ que forma parte del Sistema de Parques Nacionales Naturales. La conservación de este parque, que tiene un rango altitudinal que va desde los 1600 hasta los 4500 m.s.n.m. y una extensión de 125,000 hectáreas, se constituye en una estrategia fundamental para la sostenibilidad del proceso de generación en este embalse agregado

Entre los principales problemas ambientales de las cuencas de este embalse se encuentran la deforestación, la fragmentación de ecosistemas, la expansión de la frontera agrícola, la extracción de madera y la minería de oro aluvial.

Este embalse agregado incluye los embalses de **Amoyá, Cucuana y Prado**. A continuación se presenta una descripción de cada uno de esos embalses.

La Central del Río Amoyá, está ubicada en jurisdicción del municipio de Chaparral (50 mil habitantes), a cerca de 150 km de Ibagué. Entró en operación comercial en mayo 30 de 2013. Esta hidroeléctrica a filo de agua tiene una capacidad de generación 510 GWh/año.

La cuenca de Río Amoyá corresponde a una sub-cuenca de la cuenca del río Saldaña. Nace en el Parque Natural Nacional de las Hermosas sobre la cordillera central en el marco del llamado Macizo Colombiano. Los procesos de sedimentación en la cuenca incrementan durante los periodos lluviosos. Esto por la disminución de la cobertura vegetal en las partes altas de la cuenca¹⁰⁸.

La Central Hidroeléctrica Cucuana, perteneciente a EPSA. Es un proyecto a filo de agua (sin embalse) ubicado en la parte central del departamento del Tolima en el municipio de Roncesvalles, sobre la vertiente oriental de la cordillera Central. Aprovechará el flujo de los ríos Cucuana y San Marcos que nacen en los páramos de las Hermosas y que drenan hacia el Río Saldaña, tributario del Magdalena.

¹⁰⁷ORTEGA, Gabriel (2005). Proyecto hidrológico del Río Amoyá. Colombia.

¹⁰⁸ Alcaldía de Chaparral. (2013). Nuestro Municipio. Tomado de la página web: <http://chaparral-tolima.gov.co/index.shtml#2>

La construcción de éste proyecto se inició en marzo del año 2011¹⁰⁹. El proyecto tendrá una capacidad instalada de 55MW y se estima tenga una producción de electricidad de 250 GWh/año.

En estas cuencas se desarrollan actividades principalmente de agricultura y ganadería extensiva. En estas cuencas se presentan comunidades desplazadas, altos índices de pobreza y conflicto armado. Adicionalmente, se presentan problemas ambientales asociados a la tala de bosques, la explotación maderera, degradación de ecosistemas y la erosión de los suelos¹¹⁰.

La Central Hidroeléctrica de Prado perteneciente a EPSA. Se encuentra localizada en el municipio de Prado (12600 habitantes) al sureste del Tolima. Aprovecha las aguas de los Río Negro y Cunday. En época de lluvias recibe las aguas de algunas quebradas que nacen en los cerros circundantes¹¹¹. Esta central tiene un embalse de 4200 ha, con una capacidad de 966 millones de m³. La capacidad instalada de la central es de 60MW.

El área de afluencia de esta central, dentro de la cuenca mayor del Río Prado, tiene un área de 169827 ha. Ésta cuenca se encuentra entre los 2.100 y los 300 msnm. Su temperatura media es de 23°C; y la precipitación, con distribución bimodal, es de cerca de 1900mm anuales¹¹².

Parte del agua turbinada por esta central (de la unidad 4) surte el distrito de Riego y Drenaje del Río Prado que tiene aproximadamente 5000 ha¹¹³. Adicionalmente, cerca del embalse se desarrollan actividades agropecuarias, actividades recreativas, deportivas, y pesca en menor medida.

La destrucción de los ecosistemas de la cuenca por la expansión de la frontera agrícola y ganadera, y los consecuentes problemas de erosión y sedimentación de cauces y cuerpos de agua son las principales amenazas contra la sostenibilidad de largo plazo de la actividad de generación en esta central. También se presentan problema de contaminación de aguas con pesticidas.¹¹⁴

6.7. Pacífico

El embalse agregado del Pacífico tiene un área aproximada de 60000 ha sobre los municipios del Darién Restrepo, Dagua y Buenaventura; en el Departamento del Valle del Cauca. La población es de cerca de 41600 habitantes. Su geografía es principalmente montañosa. Su hidrografía incluye numerosas corrientes; entre ellas: los ríos Cauca, Calima, Anchicayá, Dagua, y Agua Suecia, entre otros. La temperatura media de la región oscila entre los 23 y 24 °C. Tiene dos épocas lluviosas y dos secas al año.

¹⁰⁹EPSA (2013) Comunicación con la comunidad. Tomado de la página web:

¹¹⁰PROAVES (2010) Conservación de los bosques y páramos de la cuenca alta del Cucuana mediante la implementación de la campaña del orgullo y acuerdos recíprocos por agua. Colombia.

¹¹¹ANLA (2013) Resolución 0031. Colombia.

¹¹²CORTOLIMA (2008). Plan de Ordenación y Manejo del Río Prado. Capítulo 2.3. Colombia.

¹¹³Ibid.

¹¹⁴CORTOLIMA (2008). Plan de Ordenación y Manejo del Río Prado. Capítulo 3. Colombia.

Este embalse agregado incluye los embalses de Calima, Bajo Anchicayá, Alto Anchicayá. A continuación se presenta una descripción de cada uno de esos embalses.

El Embalse del Calima se ubica entre los municipios del Darién (18127 habitantes) y Restrepo (con 17449 habitantes). Su superficie es de 7000 ha, con un clima entre templado y frío (temperatura media 19°C). Su capacidad total de 581 millones de m³ cúbicos y su capacidad útil de 437.5 millones de m³. El área de la cuenca es de 31200 ha. La capacidad de generación es de 132MW¹¹⁵.

Durante el año 2013 se ha registrado una disminución en el nivel de agua del embalse que ha dado lugar a la formación de 400 metros de playas¹¹⁶. La contaminación de las aguas del embalse por el vertimiento de aguas residuales sobre la quebrada La Italia es uno de los principales problemas del embalse¹¹⁷. Se estima que el embalse recibe 700 kilos de materia orgánica por día. Esta situación genera problemas de olores y proliferación de vectores en épocas secas.

El Embalse del Alto Anchicayá se encuentra entre los municipios de Buenaventura y Dagua (Valle del Cauca). Su capacidad total es de 45 millones de m³. Tiene una capacidad útil de 30 millones de m³. Los principales afluentes son los ríos Verde y Anchicaya. Su temperatura media es de 20°C. El área de la cuenca es de 38500 ha. En la cuenca se ubican alrededor de 20 comunidades (6000 habitantes)¹¹⁸.

La capacidad instalada del embalse es de 365MW. En el embalse se presta problema de sedimentación. El mantenimiento del embalse ha trasladado el problema hacia las comunidades ubicadas agua abajo. La minería aluvial informal entre los corregimientos de San Marcos y las Veredas de Guaimia y Limones ha acelerado el deterioro de las condiciones ambientales de la zona. Esto ha conducido al aumento de los problemas de erosión y vertimiento de sedimentos al embalse.

El Embalse de Bajo Anchicaya se localiza dentro del perímetro del Parque Natural Nacional los Farallones, en el municipio de Dagua, departamento del valle del Cauca. Su capacidad total es de 5 millones m³, con una capacidad útil de 1 millón m³. El área de la cuenca es de 385 Km. En ella se ubican alrededor de 6000 habitantes¹¹⁹.

La precipitación anual en la región está en un rango de entre 5500 a 7000 mm/año. La capacidad instalada de generación es de 74MW. El embalse se encuentra rodeado de bosques primarios que se caracterizan por su

¹¹⁵ EPSA. (2013). Calima. Tomado de la página web: <http://www.epsa.com.co/es-es/nosotros/nuestrascentrales/calima.aspx>

¹¹⁶ El país. (2013). Graves problemas Sanitarios por descenso del lago calima. Tomado de la página web: <http://historico.elpais.com.co/paisonline/notas/Abril262004/B426N1.html>

¹¹⁷ Bermúdez, R. (2006). Vertimiento de lodos en la Cuenca del Río Anchicayá, 2001 Testimonios y recuerdos de los pobladores. Colombia.

¹¹⁸ http://www.ecured.cu/index.php/R%C3%ADO_Anchicay%C3%A1

¹¹⁹ EPSA. (2013). Bajo Achicayá. Tomado de la página web: <http://www.epsa.com.co/es-es/nosotros/nuestrascentrales/bajoanchicay%C3%A1.aspx>

biodiversidad en fauna y flora. El principal problema ambiental del embalse se relaciona con la acumulación de sedimentos. La descarga de esos sedimentos hacia el río Achicayá ocasionó, en el 2001, la afectación de las características del agua del río, el aumento de su turbidez y la reducción de la concentración de oxígeno, y, en general, deterioró el ambiente para las especies acuáticas¹²⁰.

6.8. Bogotá

El embalse agregado se ubica en el este del Departamento de Cundinamarca. Presenta relieves bajos, planos y montañosos, distinguiéndose cuatro regiones fisiográficas: flanco occidental, altiplano de Bogotá, flanco oriental y el piedemonte llanero.

El embalse agregado cuenta con un área aproximada de 670,000 de hectáreas, y sus embalses agregado hacen parte de la cuenca del río Bogotá que tiene una longitud de 380km y un área de 587597 ha¹²¹. Atraviesa 41 municipios con 1.3 millones de habitantes; y el distrito capital que tiene una población cercana a los 8 millones de habitantes.

El rango de precipitación en la cuenca varía entre 400 y 2200 milímetros anuales. Las zonas de menor nivel de lluvias corresponden a la subcuenca del Río Soacha y parte de las subcuencas Río Bogotá (sector Salto Soacha, Embalse Muña, río Bogotá Sector Tibitoc – Soacha y río Balsillas). La mayor precipitación se registra en los extremos orientales de las subcuencas Embalse Tominé y del Río Teusacá. La temperatura de la cuenca oscila entre los 6 y 30 °C. No obstante, en la mayor parte de la cuenca la temperatura varía entre 9 y 15°C¹²².

Dado que los embalses que conforman el embalse aprovechan principalmente las aguas del Río Bogotá, estos se ven afectados por problemas de contaminación causados por la descarga de vertimientos industriales y domésticos de los cascos urbanos ubicados a lo largo de su recorrido¹²³.

Este embalse agregado incluye los embalses de Muña, Tominé, Sisga, Neusa, Chuza. A continuación se presenta una descripción de cada uno de esos embalses.

El Embalse de Muña se ubica en el municipio de Sibaté (32911 habitantes) en el Departamento de Cundinamarca, 29 km al sur de Bogotá, en la cuenca media del Río Bogotá. Los principales afluentes del

¹²⁰Humboldt. (2012). *El Caso del río Achicayá, una fallo trascendente para el medio ambiente*. Colombia.

¹²¹

http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/adminverblobawa?tabla=T_NORMA_ARCHIVO&p_NORMFIL_ID=305&f_NORMFIL_FILE=X&inputfileext=NORMFIL_FILENAME

¹²² Ibid.

¹²³Perez, A. (2009). *El problema del río Bogotá*. Tomado de la página web: <http://alverde vivo.org/SitioAntiguo/Documentos/EL%20PROBLEMA%20DEL%20RIO%20BOGOTA.pdf>

embalse son el Río Bogotá y el Río Muña. La subcuenca del embalse tiene un área de 13470 ha. Su condición climática es fría mayoritariamente húmeda en transición a seca^{124, 125}.

El embalse tiene un área superficial de 933 ha, una capacidad de 42 millones de m³ y un volumen útil de 41 millones de m³. Su caída permite la generación de energía por la cadena Paraíso-Guaca con una capacidad total de 600 MW.

El Embalse del Muña cuenta con dos áreas Forestales Distritales¹²⁶ (Corredor de Restauración Microcuenca Paso Colora y Páramo Las Mercedes – Pasquilla) y acumula las aguas residuales producidas a lo largo de su paso por la Sabana de Bogotá y por la capital de la República. Esta situación, además de otros costos sociales y ambientales, acelera el desgaste y la corrosión de los equipos de generación eléctrica¹²⁷.

El Embalse de Tominé está ubicado en el municipio de Sesquilé, sobre la cuenca alta del Río Bogotá, en el departamento de Cundinamarca. Tiene un área de 3780 ha y una capacidad de 690 millones de m³¹²⁸. Es alimentado por aguas del Río Tominé y, en menor medida, por aguas bombeadas desde el Río Bogotá¹²⁹. El área de la cuenca es de 4300 ha¹³⁰. La población asociada a la cuenca del embalse es de 16,492 habitantes. La condición climatología del embalse es seca con una temperatura superficial de 17°C¹³¹.

El embalse de Tominé abastece sistemas de locales de acueducto, irrigación. Además es un sitio tradicional para la recreación y los deportes náuticos. En la cuenca que abastece el embalse se presentan problemas de degradación de tierras y erosión que generan sedimentos que colmatan las corrientes y cuerpos de agua. La presencia de minas para la extracción de materiales de construcción y la producción de ladrillos ha afectado la calidad de agua del embalse.

El Embalse del Sisga se ubica en el municipio de Chocontá, Departamento de Cundinamarca. Tiene un área de 653 ha. Sus principales afluentes son el Río San Francisco y la Quebrada Granadilla. La capacidad total del embalse es de 96 millones de m³. La cuenca del embalse tiene un área de 15000 ha¹³² y está habitada

¹²⁴CAR. (2006). *Plan de Ordenación y manejo de la cuenca hidrográfica del Río Bogotá*. Colombia.

¹²⁵ Organización de Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura- FAO. (2013). *Avances en el manejo y aprovechamiento acuícola de embalses en Colombia*. Tomado de la página web:

<http://www.fao.org/docrep/field/003/ab488s/AB488S05.htm>

¹²⁶ Secretaría de Ambiente Distrital. (2013). Listado de áreas protegidas del orden distrital. Bogotá, Colombia.

¹²⁷ Ibid.

¹²⁸ Organización de Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura- FAO. (2013). *Avances en el manejo y aprovechamiento acuícola de embalses en Colombia*. Tomado de la página web:

<http://www.fao.org/docrep/field/003/ab488s/AB488S05.htm>

¹²⁹https://www.epm.com.co/site/portals/descargas/medios/Revista_EPM_3.pdf

¹³⁰ Organización de Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura- FAO. (2013). *Avances en el manejo y aprovechamiento acuícola de embalses en Colombia*. Tomado de la página web:

<http://www.fao.org/docrep/field/003/ab488s/AB488S05.htm>

¹³¹ Organización de Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura- FAO. (2013). *Avances en el manejo y aprovechamiento acuícola de embalses en Colombia*. Tomado de la página web:

<http://www.fao.org/docrep/field/003/ab488s/AB488S05.htm>

¹³² Organización de Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura- FAO. (2013). *Avances en el manejo y aprovechamiento acuícola de embalses en Colombia*. Tomado de la página web:

<http://www.fao.org/docrep/field/003/ab488s/AB488S05.htm>

por 5609 personas^{133, 134}. En esta la cuenca existen tres zonas bioclimáticas: Bosque Húmedo Montano Bajo, Bosque Seco Montano Bajo y Bosque Húmedo Montano¹³⁵.

Los principales problemas ambientales relevantes para la operación del embalse son la erosión de los suelos de la cuenca y la producción de sedimentos que colmatan los cuerpos de agua. Además, la calidad del agua del embalse se ve afectada por la descarga de las aguas contaminadas del Río Bogotá¹³⁶.

El Embalse del Neusa está localizado en el municipio del Neusa, en el departamento de Cundinamarca. Tiene un área de 950 ha y una capacidad de 102 millones de m³. Sus principales afluentes son el Río Las Juntas, Cubillos y Siguatoque. La cuenca del embalse comprende un área de 15000 ha¹³⁷. El clima de la región es frío con una temperatura media anual de 11°C. Y su población es de 28500 habitantes¹³⁸.

Los usos principales del embalse son abastecimiento de agua para consumo humano a los acueductos de Cogua y Zipaquirá e infraestructura para control de las inundaciones de la sabana de Bogotá.

La cuenca del río Neusa presenta problemas ambientales relacionados con la erosión de los suelos y desertificación, "causado por el aumento de la temperatura de suelos, endurecimiento y agrietamiento de horizontes argílicos, escurrimiento superficial y sub-superficial, generando truncamiento y carcavamiento (Río Checua)¹³⁹. Asimismo, se identifican sectores inestables en la cuenca por la explotación de canteras y ladrilleras, que no cuentan con técnicas con tecnología limpia. Esto genera contaminación en los cuerpos de agua, al igual que el déficit de sistemas de saneamiento ambiental.

El **Embalse de Chuza**, o también conocida como la represa de Chingaza, se encuentra dentro del Parque Natural Nacional Chingaza bajo jurisdicción del municipio de Fomequé, Cundinamarca. Sus principales afluentes son los Ríos Chuza y Guatiquia. El embalse tiene una capacidad de 258 millones de m³. El clima en su área de influencia es frío muy lluvioso la mayor parte del año. El área de la Cuenca de drenaje es de 25000 ha¹⁴⁰.

Las aguas del embalse se aprovechan para el consumo humano y para las actividades agropecuarias de varias poblaciones, así como para la generación de energía eléctrica. Las obras, aportan un caudal seguro para acueducto de 5 m³/s. Este caudal permite generar una energía media adicional en el sistema

¹³³CAR. (2006). *Plan de Ordenación y manejo de la cuenca hidrográfica del Río Bogotá*. Colombia

¹³⁴CAR. (2006). Informe del recorrido por el río Bogotá, para la identificación de puntos críticos en su dinámica hidráulica. Tomado de la página web: <http://www.sire.gov.co/riobogota/documentos/docs/infoRecorridoAcuaticoAereo.pdf>

¹³⁵CAR. (2006). *Plan de Ordenación y manejo de la cuenca hidrográfica del Río Bogotá*. Colombia

¹³⁶CAR. (2006). *Plan de Ordenación y manejo de la cuenca hidrográfica del Río Bogotá*. Colombia

¹³⁷Ibíd.

¹³⁸Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. (2010). *Aplicación de la propuesta de metodología de zonificación ambiental de cuencas hidrográficas*. Colombia.

¹³⁹CAR. (2006). *Plan de Ordenación y manejo de la cuenca hidrográfica del Río Bogotá*. Colombia

¹⁴⁰Ibíd.

hidroeléctrico de los ríos Guavio y Bogotá, de cerca de 220 GWh/año¹⁴¹. El embalse de Chuza es el centro del Sistema Chingaza de La Empresa de Acueducto de Bogotá. Chingaza aporta un 80% de agua potable a la ciudad de Bogotá¹⁴².

El Embalse de Chuza también recibe aguas del Río Blanco por medio de conducciones superficiales. La cuenca hidrográfica del Río Blanco hace parte del sistema hidrográfico del Orinoco, su área es de 40500 ha ¹⁴³. Los municipios con jurisdicción de esta cuenca son Chuachi, Fómeque, Guasca y la Calera, que pertenecen al departamento de Cundinamarca. La temperatura media anual varía entre 18 °C en la parte baja y 4,5 °C en la parte más alta, lo que determina la presencia de cuatro pisos bioclimáticos (Templado, Frio, muy frio y Paramo).

Los sistemas productivos agropecuarios extensivos han causado deterioro en los ecosistemas naturales, notablemente los páramos. La erosión de suelos para agricultura y la ganadería extensiva en ladera es un problema extendido en esta cuenca. La cuenca también tiene problemas asociados como pérdida de cobertura vegetal natural (pérdida de bosques y pérdida de espacios naturales¹⁴⁴.) y de biodiversidad¹⁴⁵.

6.9. Huila

El embalse agregado del Huila se localiza en el departamento del Huila y en el Este del departamento del Cauca. Comprende un área aproximada de 1.5 millones de hectáreas. Se ubicará en la bifurcación entre las cordilleras central y oriental, en la región que se conoce como el Macizo Colombiano. Incluye relieves desde planos hasta escarpados.

La interior de este embalse se encuentran los municipios de Gigante Hobo, Yaguara, Iquira, Nataga, Tesalia, Paicol, La Plata, Pital, Garzón, Tarquí, La Argentina Altamira, Guadalupe, Suaza, Acevedo, Palestina, Agustín, Isnos, Saladoblando y Elias, en el departamento del Huila. Y los municipios de Inzá y Páez en el Departamento de Cauca.

El Río Magdalena es el eje del embalse agregado. Temperatura en el embalse alcanza temperaturas medias superiores a los 28° C. No obstante en esta región se encuentran todos los climas y una gran diversidad de condiciones edáficas y geológicas. En consecuencia la producción agrícola y ganadera está ampliamente diversificada.

¹⁴¹ INGETEC. (2013). *Proyecto Chingaza*. Tomado de la página web: <http://www.ingetec.com.co/experiencia/textos-proyectos/acueductos-alcantarillados/chingaza-ampliacion/F3n.htm>

¹⁴² Parques Nacionales Naturales de Colombia. (2013). *Naturaleza y Ciencia del Parque Nacional Natural Chingaza*. Colombia

¹⁴³ IDEAM. Aspectos del Cambio Climático y Adaptación en el Ordenamiento Territorial de Alta Montaña. Guía metodológica. Colombia

¹⁴⁴ *Ibíd.*

¹⁴⁵ Parques Nacionales Naturales de Colombia. (2013). *Naturaleza y Ciencia del Parque Nacional Natural Chingaza*. Colombia

Los problemas ambientales del embalse están relacionados con la degradación de los recursos de suelo y agua de la cuenca del Río Magdalena. La erosión en las cuencas del embalse agregado es el principal problema de los embalses internos para la generación de energía.

Este embalse agregado incluye los embalses de Betania y El Quimbo. A continuación se presenta una descripción de cada uno de esos embalses.

La Represa de Betania se localiza en el sur occidente del Departamento del Huila bajo la jurisdicción de los municipios de Yaguará (1865 habitantes), Campoalegre (23,986 habitantes) y el Hobo (6521 habitantes). Perteneció a la cuenca alta del Río Magdalena (5.55 millones de hectáreas)¹⁴⁶. La temperatura promedio mensual es de 28°C. La humedad relativa en el embalse es baja y la precipitación media anual es menor de 1400 mm¹⁴⁷.

El embalse tiene un área de 7000 ha, una capacidad total de 1970 millones de metros cúbicos y capacidad útil de 1042 millones de metros cúbicos¹⁴⁸. La Planta de Generación asociada al embalse tiene una capacidad 540 MW.

El embalse recibe las descargas contaminación agroquímicos y descargas orgánicas y de sedimentos provenientes de la erosión en las áreas agrícolas y pecuarias circundantes¹⁴⁹.

El Embalse del Quimbo se ubica en la cuenca alta del Río Magdalena, a 12 kilómetros del embalse de Betania, el departamento del Huila, bajo la jurisdicción de los municipios Gigante, El Agrado, Garzón, Tesalia, Altamira y Paicol. Localizado. Sus afluentes son los ríos Magdalena y Suaza. El área del embalse alcanza 8200 ha, un volumen total de 3215 millones de m³ y una capacidad útil de 2354 millones de metros cúbicos¹⁵⁰.

Este embalse se encuentra en construcción y se espera que entre en operación en el 2014. Su capacidad instalada de generación será de 400MW¹⁵¹.

Dentro de los problemas ambientales de la cuenca que afectarían el embalse están los asociados a la erosión de los suelos por el uso agrícola y pecuario dentro de su área de influencia.

¹⁴⁶Univerisdad Nacional de Colombia. (2004). *La cuenca del rio Magdalena*. Tomado de: <http://desastres.usac.edu.gt/documentos/pdf/spa/doc8918/doc8918-7ane.pdf>

¹⁴⁷ Ibid.

¹⁴⁸ Alcaldía del Huila (2013). Embalse Betania. Tomado de la página web: <http://www.huila.gov.co/documentos/P/POPABetaniaTexto.pdf>

¹⁴⁹ Ibid.

¹⁵⁰ EMGESA. (2013). Datos técnicos Proyecto el Quimbo. Tomado de la página Web: <http://www.proyectoelquimboemgesa.com.co/site/Default.aspx?tabid=72>

¹⁵¹ Alcaldía del Huila (2013). Embalse el Quimbo. Tomado de la página Web: <http://www.huila.gov.co/documentos/agricultura/EL%20QUIMBO/QUIMBO%20-%20VISITA.pdf>

6.10. Oriente 1

El embalse oriente 1 se encuentra ubicado entre los departamentos de Santander, Boyacá y Cundinamarca. Su área total es de aproximadamente 2.5 millones de hectáreas. Su geografía es en su mayoría montañosa. Incluye ecosistemas de paramo y de bosque alto andino. El clima del área de la cuenca va desde cálido lluvioso hasta templado-frío.

La red hidrográfica del embalse agregado está conformada por el Río Sogamoso, que pertenece a la cuenca del Río del Magdalena. Este río nace de la confluencia de los ríos Suarez y Chicamocha.

La minería, la deforestación, la extracción de materiales de construcción, la ganadería extensiva y la agricultura en zonas de ladera afectan la estabilidad hidrológica de los ríos de este embalse agregado. La contaminación, la descarga de sedimentos y la erosión del lecho afectan esta corriente¹⁵².

Este embalse agregado incluye el embalse de Sogamoso. A continuación se presenta una descripción de este embalse.

Para el **Embalse de Sogamoso** se tiene prevista su entrada en operación en el 2014. Este embalse se localizará en jurisdicción de los municipios de Betulia, Girón, Zapatoca, San Vicente de Chucurí y Los Santos. La población asentada en el área de influencia del embalse es cercana a los 46 mil habitantes.

La capacidad del embalse será de 4800 millones de m³. Cubrirá un área de 6960 ha. Su principal afluente será el Río Sogamoso que tiene una longitud de 236 kilómetros y un caudal medio de 474.6m³/s. El área de la cuenca es de 2117800 ha. Este embalse permitirá la construcción de una planta de generación con una capacidad instalada de 800MW¹⁵³.

En la parte alta de la cuenca del Río Sogamoso se presentan problemas de minería informal, erosión de suelos por ganadería extensiva y agricultura en zonas de laderas.¹⁵⁴.

6.11. Oriente 2

El embalse agregado Oriente 2 está ubicado entre el sur del departamento de Boyacá y el nororiente del departamento de Cundinamarca. Tiene un área aproximada de 520,000 ha. Los municipios que conforman el embalse son el Chivor, Santa María, Miraflores, Macanal, Campo Hermoso, Garagoa y Almeida, en el departamento de Boyacá; y Mabitá y Gachalá en Cundinamarca. La población del embalse agregado es aproximadamente 45000 habitantes.

¹⁵² CORPONOR. (2009). Síntesis Ambiental. Santander, Colombia.

¹⁵³ ISAGEN. (2013). *Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso*. Santander, Colombia.

¹⁵⁴ Universidad Autónoma de Bucaramanga. “

La geografía del embalse Oriente 1 es, en general montañosa. Incluye pisos térmicos de climas templados y fríos; la temperatura media es de 18 °C. Entre los problemas ambientales que afectan el embalse agregado se destacan los que se generan por la minería informal, la deforestación y la ganadería extensiva y agricultura en zonas de ladera¹⁵⁵

Este embalse agregado incluye los embalses de Chivor y Guavio. A continuación se presenta una descripción de estos embalses.

El Embalse la Esmeralda o de Chivor está ubicado en el departamento de Boyacá, bajo la jurisdicción de los Municipios de Macanal, Chivor y Almeida. Su población es de aproximadamente 9,000 habitantes. Este embalse cuenta con un área de 1260 hectáreas y una capacidad de 778 millones de m³ de agua. Recibe agua principalmente de los ríos Somondoco, Lenguapá, Tunjinta y Sucio negro¹⁵⁶.

El clima del área del embalse es templado-frío. Este embalse pertenece a la cuenca del Orinoco, y tiene un área de alrededor de 424600 ha¹⁵⁷. La Central hidroeléctrica de Chivor tiene una capacidad instalada de 1000MW.

Entre los problemas ambientales que afectan el embalse están los procesos erosivos ocasionados por el mal manejo en las prácticas agrícolas, deforestación y actividades mineras en el área de la cuenca. Esto ha conllevado a la disminución de la capacidad del embalse por sedimentación del vaso, por los aportes de sólidos en suspensión de los afluentes¹⁵⁸.

El Embalse del Guavio se ubica en el departamento de Cundinamarca, en la cabecera municipal del municipio de Ubalá. Sus principales afluentes son el río Batatas y Chivor. El embalse pertenece a la cuenca del Orinoco. La población en el área de influencia del embalse es de aproximadamente 11500 habitantes; la temperatura varía entre 17.9 y 19.6°C. El embalse se subdivide en 15 sub cuencas con un área aproximada de 120000 ha. La Central Hidroeléctrica del Guavio que tiene una capacidad instalada de 1213MW¹⁵⁹.

Los problemas ambientales en la zona de influencia del embalse son generados, principalmente, por la actividad minera desarrollada en la cuenca del Río Batatas que arroja al Río materiales de corte ladera con maquinaria pesada. De igual manera, en la cuenca del Río se disponen materiales estériles de actividades mineras que eventualmente terminan en el embalse¹⁶⁰. En la cuenca del embalse se presentan problemas de erosión de suelos causados por cultivos y ganadería en laderas.

¹⁵⁵Rondán, G. Bohórquez, A & Castaño, R. (2008). Estudio limnológico del embalse del Guavio (Colombia). Colombia

¹⁵⁶ FAO. (2013). Aprovechamiento Acuicola de Embalses en Colombia. Tomado de la página web: <http://www.fao.org/docrep/field/003/ab488s/AB488S05.htm#ch3.2.29>

¹⁵⁷ Corpoica. (1997). *Análisis de los sistemas Agropecuarios de Departamento del Norte de Santander*. Colombia.

¹⁵⁸ Ibid.

¹⁵⁹Rondán, G. Bohórquez, A & Castaño, R. (2008). Estudio limnológico del embalse del Guavio (Colombia). Colombia

¹⁶⁰ Ibid.

7. Proyección de Escenarios de Cambio Climático

Para la determinación de los cambios hidrológicos que se puedan presentar como consecuencia del cambio climático, se realiza una caracterización y proyección de los regímenes de afluencias a los embalses agregados que fueron definidos en la sección anterior.

Para esto se realizó un análisis tendencial de la precipitación en cada embalse agregado y se parametrizó un modelo estocástico de lluvia- escorrentía. Con esto, para cada embalse se construyeron los escenarios de precipitación bajo dos escenarios de Cambio Climático (A2 y B2; considerando un escenario Pesimista y uno Optimista) y se aplicó el modelo estocástico parametrizado anteriormente. Como resultado de lo anterior, se establecieron las afluencias futuras a los embalses, permitiendo identificar aquellos que tendrán variaciones más significativas debido a la variabilidad climática y al cambio climático en el futuro.

A continuación se presentan y discuten los resultados principales del modelo desarrollado. Una descripción detallada del marco conceptual y de la metodología utilizada en dicha modelación se encuentra en el Anexo 2.

7.1. CONFORMACIÓN DE EMBALSES AGREGADOS

Como se mencionó en la sección anterior, la conformación de los embalses agregados regionales se realizó teniendo en cuenta criterios geográficos de cercanía entre los embalses individuales, las empresas propietarias y operadoras de las centrales hidroeléctricas y las capacidades de generación de cada sistema. En la siguiente tabla se presentan los embalses agregados regionales seleccionados:

Tabla 3: Listado y composición de embalses agregados seleccionados para análisis

No	Embalse Agregado	ID Polígono Área Aferente	EMBALSE	EMPRESA	SERIES DE CAUDAL
1	Caribe:	0	URRA 1	URRA	URRA
2	Antioquia 1:	3	PLAYAS	EPM	PLAYAS
			EL PEÑOL	EPM	GUATAPE
			PUNCHINÁ	ISAGEN	SAN CARLOS
			SAN LORENZO	ISAGEN	JAGUAS
			FILO DE AGUA	ISAGEN	CALDERAS

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático

No	Embalse Agregado	ID Polígono Área Aferente	EMBALSE	EMPRESA	SERIES DE CAUDAL
			PORVENIR	CELSIA	PORVERNIR II
			FILO DE AGUA	HMV	SNMIGUEL
3	Antioquia 2:	19	TRANSVASES	EPM	NECHI
				EPM	PAJARITO
				EPM	DOLORES
			MIRAFLORES	EPM	TENCHE
				EPM	CONCEPCIÓN
		2	TRONERAS	EPM	GUADALUPE
				EPM	CAÑAS GORDAS
			RIOGRANDE	EPM	RIO GRANDE
				EPM	QUEBRADONA
			PORCE II	EPM	PORCE II
PORCE III	EPM	PORCE III			
	EPM	PORCE IV			
4	Caldas:	15	MIEL	ISAGEN	MIEL I
			TRANSVASE MIEL	ISAGEN	MANSO
		18	TRANSVASE MIEL	ISAGEN	GUARINO
5	Cauca:	20	CAMEDAGUA	CHEC	CHINCHINA
				CHEC	CAMPOALEGRE
			SAN FRANCISCO	CHEC	ESMERALDA
				CHEC	ESTRELLA
			CHEC	DESANFRAN	
		1	ITUANGO	EPM	PESCADERO
12	SALVAJINA	EPSA	SALVAJINA		
6	Tolima:	10	FILO DE AGUA	ISAGEN	AMOYA
		9	FILO DE AGUA	EPSA	CUCUANA
			FILO DE AGUA	EPSA	DS_SNMARCOS
		8	PRADO	EPSA	PRADO
7	Pacífico:	14	CALIMA	EPSA	CALIMA
		13	ALTOANCHICAY	EPSA-CELSIA	ALTO ANCHICAYA
			BAJOANCHICAY	EPSA-CELSIA	DIGUA
8	Bogotá:	7	MUÑA	EMGESA	RB ESPI-ALIC
			TOMINE	EMGESA	TOMINE
			SISGA	EMGESA	SISGA
			NEUSA	EMGESA	NEUSA
			RIO BOGOTA	EMGESA	RB ACHURY
			RIO BOGOTA	EMGESA	RB ACHU-ESPI
			RIO BOGOTA	EMGESA	S ACUEDU-BOG
		17	CHUZA	EMGESA	CHUZA
16	TRANSVASE RIO BOGOTA	EMGESA	DESV RBLANCO		
9	Huila:	11	BETANIA	EMGESA	BETANIA

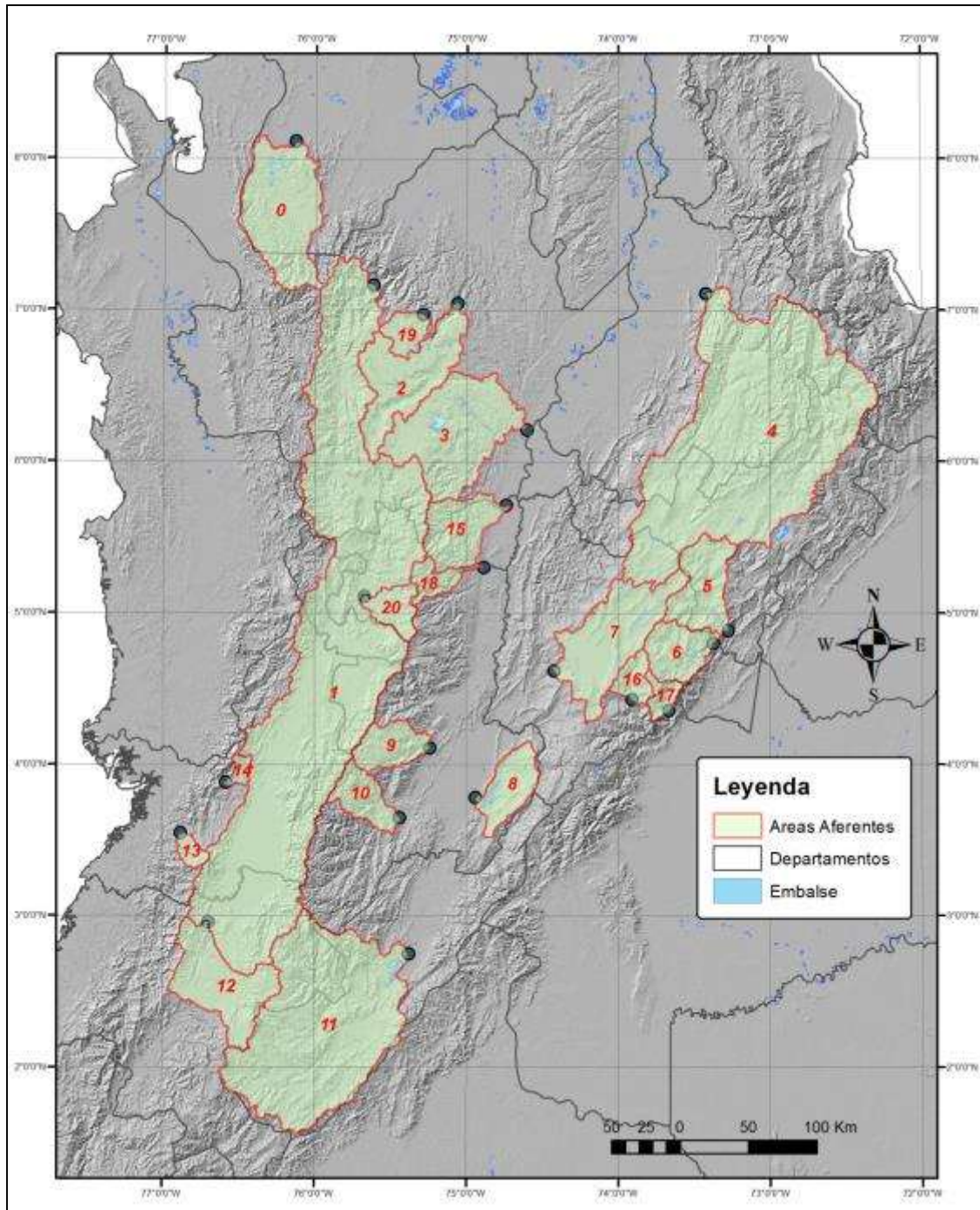
Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático

No	Embalse Agregado	ID Polígono Área Aferente	EMBALSE	EMPRESA	SERIES DE CAUDAL
			QUIMBO	EMGESA	EL QUIMBO
10	Oriente 1:	4	SOGAMOSO	ISAGEN	SOGAMOSO
11	Oriente 2:	5	ESMERALDA	AES CHIVOR	CHIVOR
				AES CHIVOR	RUCIO
				AES CHIVOR	NEGRO
				AES CHIVOR	TUNJITA
		6	GUAVIO	EMGESA	GUAVIO

Fuente: Equipo Consultor – 2013

En la siguiente figura se presenta la localización y distribución de las áreas aferentes a los embalses agregados seleccionados.

Figura 35: Localización y distribución de polígonos de Áreas Aferentes a Embalses Agregados



Fuente: Equipo Consultor – 2013

Para la aplicación de los análisis estadísticos y modelos hidrológicos en los embalses agregados, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones con respecto a las series de caudal y precipitación:

Series de Caudal: Se utilizaron las series oficiales de caudales naturales afluentes a cada embalse o sistema de generación según se detalla a continuación:

- Caribe: se utilizó la serie natural URRRA
- Antioquia 1: se utilizó la suma de las series naturales

PLAYAS
GUATAPE
SAN CARLOS
JAGUAS
CALDERAS
PORVERNIR II
SNMIGUEL

- Antioquia 2: se utilizó la suma de las series naturales

CONCEPCIÓN
GUADALUPE
CAÑAS GORDAS
RIO GRANDE
QUEBRADONA
PORCE II
PORCE III
PORCE IV

- Caldas: se utilizó la serie natural MIEL I
- Cauca: se utilizó la serie natural PESCADERO
- Tolima: se utilizó la serie natural AMOYÁ
- Pacífico: se utilizó la serie natural ALTO ANCHICAYÁ
- Bogotá: se utilizó la suma de las series naturales

RB ESPI-ALIC
TOMINE
SISGA
NEUSA
RB ACHURY
RB ACHU-ESPI
S ACUEDU-BOG

- Huila: se utilizó la serie natural BETANIA (sin incluir Quimbo)

- Oriente 1: se utilizó la serie natural SOGAMOSO
- Oriente 2: se utilizó la serie natural GUAVIO

Series de Precipitación: A partir de los datos de las series mensuales medidos en las estaciones de precipitación recopiladas, se realizó una interpolación del campo de precipitación sobre el área de cada embalse. A partir de estos valores interpolados mensualmente, se construyó la serie de precipitaciones mensuales aplicable a cada embalse agregado así:

Embalse Agregado	ID Polígono Interpolación PT
Caribe	0
Antioquia 1	3
Antioquia 2	2
Caldas	15
Cauca	1
Tolima	17
Pacífico	10
Bogotá	13
Huila	11
Oriente 1	4
Oriente 2	6

7.2. ASIMILACIÓN DE ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO

La proyección del comportamiento de las variables atmosféricas en el territorio colombiano bajo los escenarios de cambio climático, fue publicada recientemente por el IDEAM en el año 2010 a través del estudio titulado *"CAMBIO CLIMÁTICO EN TEMPERATURA, PRECIPITACION Y HUMEDAD RELATIVA PARA COLOMBIA USANDO MODELOS METEOROLÓGICOS DE ALTA RESOLUCION (PANORAMA 2011-2100)"* (J. F. Ruiz, 2010). Mediante la simulación de modelos atmosféricos de alta resolución, se obtuvieron valores mensuales de temperatura, humedad relativa y precipitación a lo largo de las distintas cuencas y regiones naturales del país para el período 2011 a 2100, estos resultados que sirven como base para estimar los impactos potenciales del cambio climático sobre los distintos sectores productivos, entre ellos, los cambios en la oferta hídrica de afluencias a los embalses de generación hidroeléctrica.

En el presente estudio se recopiló la información de la base de datos suministrada por el IDEAM con los resultados de la modelación climática, los datos se encuentran organizados por variables (temperatura, humedad relativa y precipitación), zonas geográficas o cuencas hidrográficas (Alto Magdalena, Pacífico Sur,

Sabana de Bogotá, etc.) y finalmente se presentan a nivel de las estaciones meteorológicas. Las estaciones para las cuales se presentan los resultados de la modelación, corresponden a las utilizadas en el proceso de calibración inicial del modelo atmosférico.

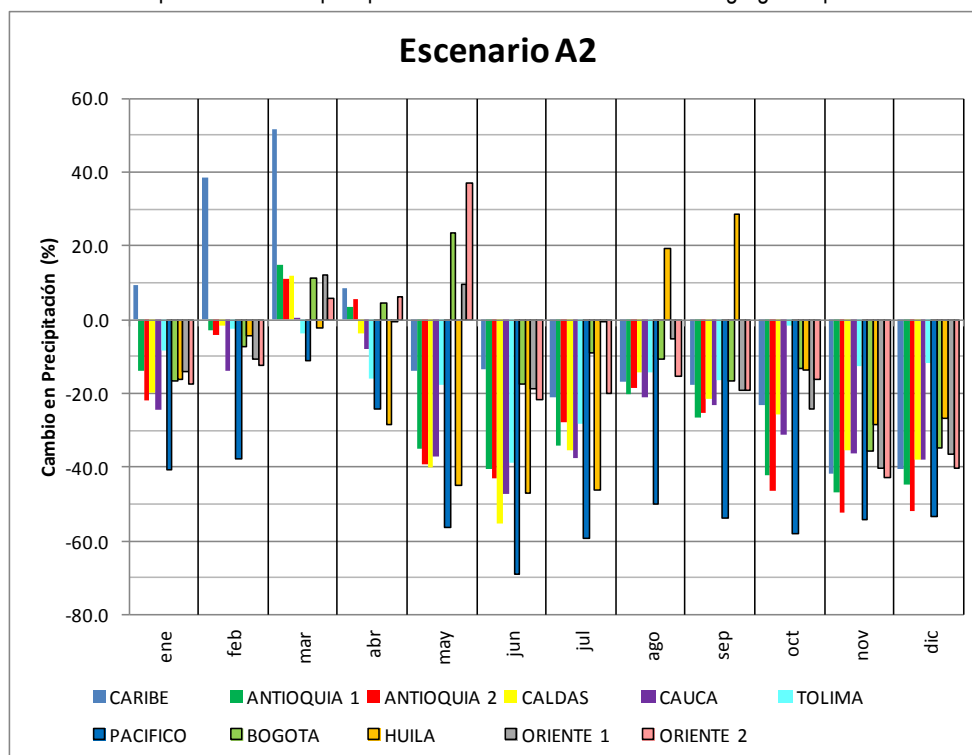
Para establecer los valores de precipitación en los embalses agregados bajo las condiciones de los escenarios de cambio climático, se identificaron las estaciones de precipitación de la base de datos que se encontraban en el área de influencia de cada embalse. Una vez identificadas las estaciones correspondientes a cada embalse, se promediaron los valores de cambio en porcentaje de precipitación (período 2011-2040) según cada escenario, obteniéndose así las nuevas precipitaciones mensuales.

En la Tabla 44 y la Figura 36 se presentan los cambios porcentuales en las precipitaciones mensuales de los embalses agregados para el escenario A2 de cambio climático, los resultados indican una disminución general de las precipitaciones en todos los embalses para casi todos los meses, con valores típicos de variación entre -20% y -30%. Los meses críticos con mayores reducciones en la precipitación son junio, julio, noviembre y diciembre con variaciones mayores a -40%; mientras que los meses con mayores variaciones positivas son marzo y abril, donde se observan incrementos entre +10% a +20%. El embalse Pacífico presenta las mayores disminuciones porcentuales en las precipitaciones mensuales con valores superiores a -40% en casi todos los meses, y un valor extremo de casi -70% en el mes de junio. A diferencia de los demás embalses, el embalse Caribe presenta incrementos entre +10% y +50% en los meses de enero, febrero y marzo, y reducciones un tanto menores en los meses desde abril hasta diciembre, con valores promedio entre -10% y -30%.

Tabla 4. Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales para embalses agregados. (Escenario A2)

EMBALSE	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
CARIBE	9.2	38.6	51.8	8.6	-13.9	-13.3	-20.9	-16.8	-17.5	-23.1	-41.7	-40.6
ANTIOQUIA 1	-14.0	-2.7	14.8	3.4	-34.9	-40.6	-34.2	-20.2	-26.5	-42.2	-46.7	-44.6
ANTIOQUIA 2	-22.1	-4.1	11.2	5.6	-39.1	-43.1	-27.9	-18.5	-25.5	-46.3	-52.1	-51.7
CALDAS	-19.9	-1.5	11.9	-3.6	-40.0	-55.4	-35.3	-14.5	-21.5	-25.6	-35.5	-37.9
CAUCA	-24.5	-13.9	0.2	-7.8	-36.9	-47.4	-37.7	-21.2	-23.0	-31.3	-36.2	-37.8
TOLIMA	-8.5	-2.5	-3.9	-16.1	-17.6	-38.8	-28.1	-14.3	-16.5	-1.6	-12.7	-11.6
PACIFICO	-40.8	-37.6	-11.3	-24.3	-56.2	-68.8	-59.4	-50.1	-53.9	-58.0	-54.4	-53.4
BOGOTA	-16.8	-7.1	11.3	4.3	23.4	-17.6	-9.0	-10.6	-16.4	-13.1	-35.8	-35.0
HUILA	-16.0	-4.2	-2.3	-28.5	-44.8	-47.0	-46.1	19.3	28.8	-13.7	-28.3	-26.6
ORIENTE 1	-14.0	-10.6	12.2	-0.3	9.4	-18.9	-0.3	-5.4	-19.1	-24.0	-40.1	-36.3
ORIENTE 2	-17.3	-12.5	5.7	6.2	37.0	-21.6	-20.2	-15.4	-19.0	-16.0	-43.0	-40.4

Figura 36 Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales de embalses agregados para el Escenario A2



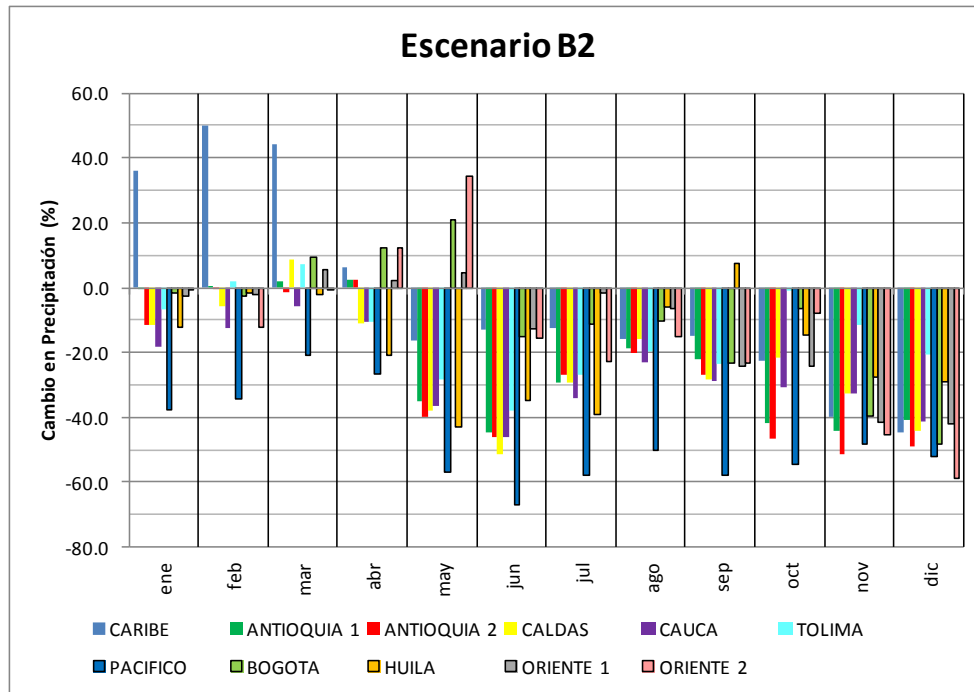
En la Tabla 5 y la Figura 37 se presentan los cambios porcentuales en las precipitaciones mensuales de los embalses agregados para el escenario B2 de cambio climático. Los resultados muestran un comportamiento muy similar al de los resultados del escenario A2, con disminuciones entre -20% y -30% en las precipitaciones de casi todos los meses. Los meses críticos con son junio, julio, noviembre y diciembre con variaciones promedio de -40%; y los meses con variaciones positivas son marzo y abril, con incrementos promedio de +10%. Nuevamente el embalse Pacífico presenta las mayores disminuciones porcentuales, con promedios de -40% en casi todos los meses, y máximo de -70% en el mes de junio. Se encuentra también que el embalse Caribe tiene un comportamiento diferente al de los demás embalses, con incrementos entre +30% y +50% en los meses de enero, febrero y marzo, y reducciones de precipitación entre -10% y -40% para los meses de abril a diciembre.

Tabla 5 Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales para embalses agregados. (Escenario B2)

EMBALSE	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
CARIBE	36.2	49.8	44.4	6.0	-16.4	-13.0	-12.6	-15.9	-15.1	-22.4	-39.7	-44.5
ANTIOQUIA 1	-0.5	0.7	2.0	2.2	-35.1	-44.5	-29.3	-18.6	-22.2	-41.9	-44.2	-40.8
ANTIOQUIA 2	-11.6	0.0	-1.2	2.6	-39.8	-46.1	-27.1	-20.2	-26.7	-46.7	-51.4	-49.2
CALDAS	-11.7	-5.8	8.8	-11.2	-37.8	-51.3	-29.3	-16.0	-28.3	-21.5	-32.4	-44.0
CAUCA	-18.2	-12.6	-5.8	-10.4	-36.5	-45.9	-33.9	-23.1	-28.7	-30.9	-32.7	-41.5
TOLIMA	-6.9	1.9	7.2	-10.8	-28.3	-37.7	-27.0	-19.7	-23.6	-1.1	-11.7	-20.6

EMBALSE	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
PACIFICO	-37.9	-34.3	-20.7	-26.8	-57.0	-67.1	-57.9	-50.4	-57.8	-54.6	-48.1	-52.0
BOGOTA	-1.8	-2.7	9.2	12.5	21.1	-15.3	-11.4	-10.1	-23.1	-6.5	-39.8	-48.3
HUILA	-12.3	-1.7	-2.2	-20.9	-42.8	-34.6	-39.1	-6.2	7.5	-14.8	-27.7	-29.2
ORIENTE 1	-2.7	-1.9	5.3	1.9	4.7	-12.9	-1.5	-6.3	-24.4	-24.2	-41.5	-42.2
ORIENTE 2	-0.1	-12.1	-0.1	12.5	34.6	-15.6	-22.9	-14.9	-23.1	-8.2	-45.5	-58.8

Figura 37. Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales de embalses agregados para el Escenario B2



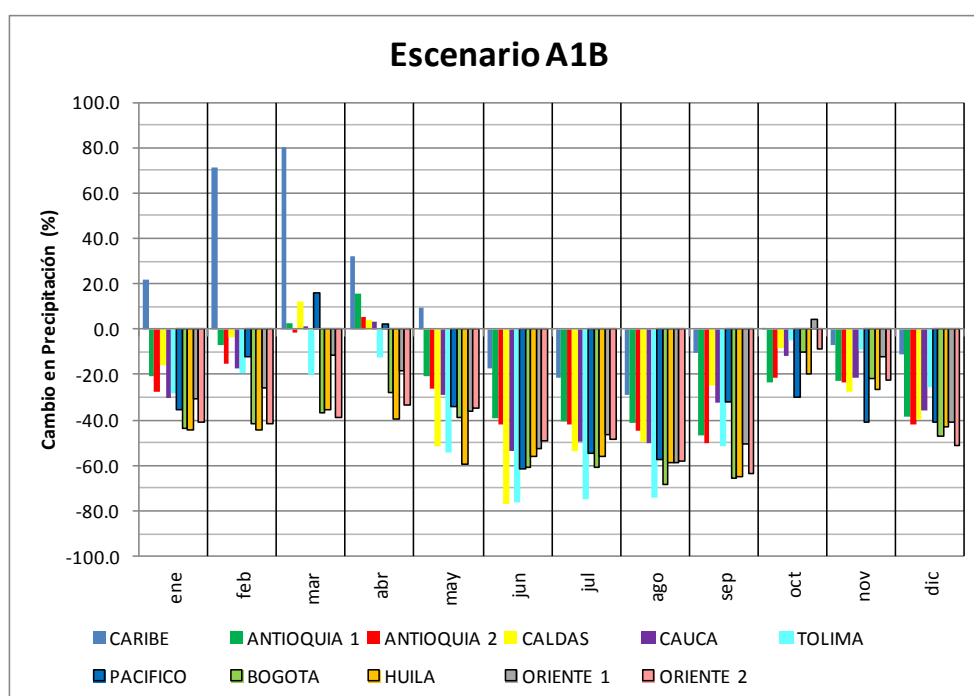
En la Tabla 6 y la Figura 38 se presentan los cambios porcentuales en las precipitaciones mensuales de los embalses agregados para el escenario A1B de cambio climático. En general, los resultados indican una disminución de las precipitaciones mensuales en todos los embalses agregados. Los meses críticos con mayores reducciones en la precipitación son junio, julio, agosto y septiembre, donde se observan variaciones mayores a -50% en prácticamente todos los embalses. Los meses de marzo y abril presentan un comportamiento mixto, con algunos embalses teniendo incrementos de precipitación mensual del orden de +10 y +30%, mientras que otros embalses registran disminuciones de -30% y -40%. De nuevo el embalse Caribe presenta un patrón de comportamiento diferente con respecto a los demás embalses, con incrementos entre +20% y +60% en los meses de enero a abril, y reducciones entre -10% y -20% en los meses de mayo a diciembre.

Tabla 6. Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales para embalses agregados. (Escenario A1B)

EMBALSE	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
CARIBE	22.2	71.1	80.0	31.8	9.4	-17.1	-21.2	-29.3	-10.4	0.7	-7.0	-11.3

EMBALSE	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
ANTIOQUIA 1	-21.0	-7.3	2.8	15.6	-20.7	-39.0	-40.3	-41.3	-46.9	-23.1	-23.0	-38.6
ANTIOQUIA 2	-27.2	-15.0	-1.4	5.3	-26.2	-42.2	-41.7	-44.6	-50.0	-21.5	-23.7	-41.9
CALDAS	-16.0	-3.3	12.2	4.1	-51.9	-76.8	-53.8	-49.8	-25.0	-8.5	-27.4	-40.2
CAUCA	-30.2	-17.5	0.9	3.1	-29.0	-53.5	-49.3	-50.5	-32.6	-11.8	-21.2	-35.8
TOLIMA	-28.5	-19.4	-20.2	-12.5	-54.1	-76.5	-74.9	-74.5	-51.5	-5.2	-8.7	-25.6
PACIFICO	-35.3	-12.1	16.0	2.4	-34.1	-61.4	-54.9	-57.1	-32.2	-29.9	-40.7	-41.0
BOGOTA	-43.6	-41.8	-36.7	-27.8	-39.2	-61.1	-60.6	-68.1	-65.9	-10.3	-21.7	-46.9
HUILA	-44.1	-44.4	-35.6	-39.8	-59.6	-56.0	-56.3	-58.7	-65.0	-19.4	-26.8	-42.8
ORIENTE 1	-30.9	-26.0	-11.5	-18.5	-36.1	-52.8	-46.2	-58.4	-50.8	4.3	-12.1	-41.2
ORIENTE 2	-41.2	-41.6	-38.8	-33.4	-34.9	-49.5	-48.2	-58.0	-63.8	-8.4	-22.4	-50.9

Figura 38. Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales de embalses agregados para el Escenario A1B



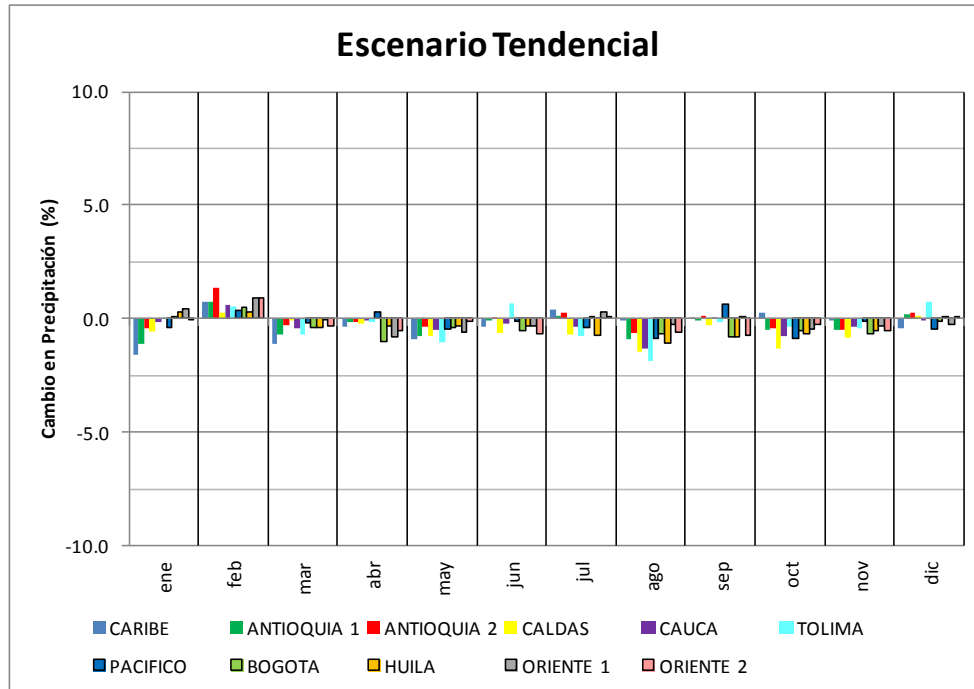
En la

Figura 39 se presentan los cambios porcentuales en las precipitaciones mensuales de los embalses agregados para el escenario TENDENCIAL de cambio climático. Los resultados muestran cambios porcentuales en el rango entre -2% y +2% en todos los meses y para todos los embalses agregados. Estos valores no se consideran significativos a la hora de estimar los cambios potencial en la oferta hídrica de los embalses agregados hacia el futuro, por lo que para efectos prácticos se considera que este escenario no representa variaciones en las precipitaciones mensuales con respecto a la condición actual.

Tabla 7. Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales para embalses agregados. (Escenario TENDENCIAL)

EMBALSE	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
CARIBE	-1.6	0.8	-1.1	-0.4	-0.9	-0.3	0.4	0.0	0.1	0.3	-0.1	-0.4
ANTIOQUIA 1	-1.1	0.7	-0.7	-0.2	-0.8	-0.1	0.1	-0.9	0.0	-0.5	-0.5	0.2
ANTIOQUIA 2	-0.4	1.4	-0.3	-0.1	-0.4	0.0	0.3	-0.6	0.1	-0.4	-0.5	0.3
CALDAS	-0.6	0.3	-0.1	-0.2	-0.8	-0.6	-0.7	-1.5	-0.3	-1.3	-0.8	0.1
CAUCA	-0.1	0.6	-0.4	-0.1	-0.5	-0.2	-0.3	-1.3	0.1	-0.8	-0.4	0.0
TOLIMA	0.0	0.6	-0.7	-0.2	-1.0	0.6	-0.8	-1.9	-0.2	-0.4	-0.4	0.7
PACIFICO	-0.4	0.3	-0.2	0.3	-0.5	-0.1	-0.4	-0.9	0.6	-0.9	-0.1	-0.4
BOGOTA	0.0	0.5	-0.4	-1.0	-0.4	-0.5	0.1	-0.7	-0.8	-0.5	-0.7	-0.1
HUILA	0.3	0.3	-0.4	-0.3	-0.3	-0.3	-0.8	-1.1	-0.8	-0.7	-0.5	0.0
ORIENTE 1	0.4	0.9	0.0	-0.8	-0.6	-0.3	0.3	-0.3	0.0	-0.5	-0.3	-0.2
ORIENTE 2	-0.1	0.9	-0.3	-0.5	-0.1	-0.7	0.0	-0.6	-0.7	-0.3	-0.5	0.0

Figura 39. Cambios porcentuales en precipitaciones mensuales de embalses agregados para el Escenario Tendencial



7.3. PROYECCIÓN ESTOCÁSTICA DEL RÉGIMEN FUTURO DE AFLUENCIAS

Luego de completar las etapas de: caracterización del régimen actual de afluencias, parametrización y validación de los modelos lluvia - escorrentía, y los análisis de tendencia y asimilación de escenarios de cambio climático, se procede con la proyección de las características del régimen futuro de afluencias para los embalses agregados, la cual contempla entre otros, la construcción de escenarios de variación para los parámetros y variables del modelo estocástico, el pronóstico de los momentos estadísticos de los caudales

mensuales futuros, y la generación de series sintéticas para la simulación de la oferta hídrica y generación de energía bajo los escenarios establecidos de sensibilidad y cambio climático.

Como dato principal de entrada se tienen las funciones de probabilidad ajustadas a los conjuntos estadísticos de caudales mensuales en cada embalse agregado, con estos datos se hace la evaluación de la ecuación de Fokker - Planck - Kolmogorov considerando distintos rangos de variación en el régimen de precipitaciones y las coberturas de suelos (cambios representados por los coeficientes de escorrentía) en la superficie de las cuencas, para finalmente obtener los parámetros estadísticos y las funciones de densidad de probabilidad de los caudales mensuales según las nuevas condiciones.

7.4. EVALUACIÓN DE LA ECUACIÓN FOKKER - PLANCK - KOLMOGOROV (FPK) VERSIÓN PSEUDO-ESTACIONARIA.

Con el fin de predecir el comportamiento de las afluencias para escenarios futuros, es necesario aplicar un modelo de pronóstico capaz de simular la evolución temporal de la curva de densidad probabilística de los caudales en las estaciones. Esta evaluación se muestra en detalle en el Anexo 2.

7.5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Con el fin de determinar los potenciales cambios en las distribuciones de los caudales ante cambios en los parámetros de k y N , se calcularon los valores del caudal promedio, C_v por medio del procedimiento descrito anteriormente, para distintos rangos de variación Δk y ΔN . El objetivo es poder explorar si existen efectos significativos en la variabilidad del caudal, cuando se presenten condiciones distintas en las características de la cuenca, representados en el coeficiente de escorrentía k , junto con los cambios en las perturbaciones externas representadas por las precipitaciones en el parámetro N . Este ejercicio se muestra en detalle en el anexo 2.

7.6. ESCENARIOS DE CAMBIO CLIMÁTICO PARA LOS EMBALSES AGREGADOS

Con base en los resultados de la asimilación de escenarios de cambio climático, y la caracterización estocástica de las series de caudales en el régimen actual, se procede a realizar la proyección hacia el futuro de los momentos estadísticos de los caudales mensuales. Al igual que con el análisis de sensibilidad, la simulación de las transiciones entre las funciones de densidad de probabilidad mensuales será realizada con la ecuación FPK pseudo-estacionaria, partiendo de las distribuciones calibradas en el régimen actual, y aplicando los cambios porcentuales en las precipitaciones mensuales según previsto en los escenarios de cambio climático.

Como se observa en la siguiente tabla, los resultados del escenario A2, presentan reducciones importantes (entre -20% y -40%) en los caudales para los meses de julio, octubre, noviembre; e incrementos en los caudales de los meses de febrero y marzo, con variaciones de hasta +35%; mientras que el caudal promedio

anual presenta una disminución de -15%. De acuerdo con los valores del coeficiente de variación (Cv), se observa que existe un incremento entre +20% y +30% en la variabilidad de los caudales para los meses de septiembre y octubre. Para el Escenario B2 se observan los mismos patrones de comportamiento observados en el escenario A2, las máximas reducciones en los caudales mensuales son del orden de -40%, y la reducción del caudal promedio anual es de -13%. Con respecto al escenario A1B se encuentran reducciones en los caudales mensuales de junio, julio y agosto con variaciones del orden de -15% a -25%, y al mismo tiempo se esperan incrementos sustanciales de hasta +50% en los caudales de los meses de febrero, marzo y abril; mientras que el caudal promedio anual presenta un leve disminución de -3%.

Tabla 8: Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse CARIBE

Caribe						
	Escenario A2		Escenario B2		Escenario A1B	
MES	ΔQ(%)	ΔCv(%)	ΔQ(%)	ΔCv(%)	ΔQ(%)	ΔCv(%)
Ene	7,63	-0,82	30,17	-4,31	18,49	-2,38
Feb	29,18	-5,39	37,65	-7,05	53,74	-10,12
Mar	35,09	-6,23	30,07	-5,27	54,2	-9,81
Abr	7,4	-3,06	5,19	-2,17	27,47	-10,14
May	-13,75	13,81	-16,22	16,76	9,28	-7,37
Jun	-13,09	9,19	-12,87	9,01	-16,89	12,33
Jul	-20,55	8,15	-12,42	4,76	-20,86	8,29
Ago	-15,74	-10,18	-14,86	-9,27	-27,37	-30,17
Sep	-17,47	17,67	-15,04	14,79	-10,39	9,69
Oct	-23,11	29,52	-22,41	28,36	0,72	-0,71
Nov	-38,63	-55,59	-36,71	-55,59	-6,49	-3,78
Dic	-37,09	-5,47	-40,7	-9,08	-10,36	0,99
ANUAL	-15,37		-13,44		-3,11	

Como se observa en la Tabla 99 los resultados del escenario A2 presentan reducciones importantes (entre -20% y -45%) en los caudales para los meses de mayo a diciembre; y solo leves incrementos (hasta +14%) en los caudales de los meses de marzo y abril; mientras que el caudal promedio anual presenta una disminución notable de -25%. De acuerdo con los valores del coeficiente de variación (Cv), se observa que existe un incremento entre +20% y +30% en la variabilidad de los caudales para los meses de junio a octubre. Para el Escenario B2 se observan los mismos patrones de comportamiento observados en el escenario A2, las máximas reducciones en los caudales mensuales son del orden de -45%, y la reducción del caudal promedio anual es de -24%. Con respecto al escenario A1B se encuentran reducciones en los caudales mensuales de enero y de mayo a diciembre con variaciones del orden de -20% a -45%, el Cv indica incrementos mayores a +50% en la variabilidad de los caudales mensuales de junio a septiembre; mientras que el caudal promedio anual presenta también una disminución importante de -23%.

Tabla 9. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse ANTIOQUIA 1

Antioquia 1						
	Escenario A2		Escenario B2		Escenario A1B	
MES	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)
Ene	-12,89	-7,27	-0,43	-0,15	-19,39	-14,3
Feb	-2,56	0,17	0,69	-0,05	-6,92	0,32
Mar	14,06	1,41	1,87	0,35	2,69	0,48
Abr	3,29	-1,11	2,14	-0,72	15,36	-4,94
May	-34,27	7,42	-34,47	7,44	-20,38	5,22
Jun	-40,41	58,61	-44,26	68,61	-38,79	54,79
Jul	-33,39	31,53	-28,6	25,35	-39,42	40,62
Ago	-20,05	22,75	-18,52	20,62	-41,11	63,28
Sep	-26,1	22,08	-21,86	17,59	-46,22	52,26
Oct	-41,75	27,88	-41,47	27,61	-22,88	12,74
Nov	-45,21	-12,56	-42,86	-9,13	-22,29	1,34
Dic	-43,55	14,88	-39,88	13,96	-37,73	13,33
ANUAL	-25,26		-24,13		-23,3	

Como se muestra en la siguiente tabla los resultados del escenario A2 muestran reducciones importantes (entre -20% y -50%) en los caudales para los meses enero y de mayo a diciembre; y solo leves incrementos (hasta +10%) en los caudales de los meses de marzo y abril; mientras que el caudal promedio anual presenta una disminución notable de -28%. De acuerdo con los valores del coeficiente de variación (Cv), se observa que existe un incremento mayor a +50% en la variabilidad de los caudales para los meses de junio y octubre. Para el Escenario B2 se observan los mismos patrones de comportamiento observados en el escenario A2, las máximas reducciones en los caudales mensuales son del orden de -50%, y la reducción del caudal promedio anual es de -29%. Con respecto al escenario A1B se encuentran reducciones en los caudales mensuales de enero y de mayo a diciembre con variaciones del orden de -20% a -45%, el Cv indica incrementos mayores a +50% en la variabilidad de los caudales mensuales de junio, septiembre y octubre; mientras que el caudal promedio anual presenta también una disminución importante de -28%.

Tabla 10. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse ANTIOQUIA 2

Antioquia 2						
	Escenario A2		Escenario B2		Escenario A1B	
MES	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)
Ene	-20,8	-11,81	-10,92	-4,01	-25,67	-18,38
Feb	-3,8	-1,49	-0,01	0	-13,7	-7,86

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático

Mar	9,79	1,59	-1,09	-0,28	-1,2	-0,31
Abr	5,2	0,31	2,44	0,18	4,88	0,3
May	-36,71	-6,58	-37,37	-7,18	-24,61	-0,39
Jun	-42,31	46,51	-45,21	52,14	-41,43	44,91
Jul	-24,79	-8,18	-24,06	-7,61	-37,01	-25,7
Ago	-17,04	1,86	-18,57	1,89	-41,13	-5,45
Sep	-24,08	14,41	-25,29	15,31	-47,31	36,57
Oct	-46,21	83,44	-46,66	84,95	-21,46	26,54
Nov	-49,07	-26,16	-48,44	-24,28	-22,33	0,5
Dic	-49,69	10,84	-47,25	11,32	-40,23	11,25
ANUAL	-28,22		-28,55		-27,5	

Los resultados de la simulación del embalse Caldas presentan el mismo comportamiento de los resultados de los embalses Antioquia 1 y Antioquia 2, en esto caso las reducciones en los caudales promedio anuales son de -23% en los escenarios A2 y B2, y de -25% en el escenario A1B.

Tabla 11. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse CALDAS

Caldas						
	Escenario A2		Escenario B2		Escenario A1B	
MES	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)
Ene	-18,71	-9,66	-11,02	-4,07	-15,09	-6,64
Feb	-1,37	-0,49	-5,31	-2,2	-3,06	-1,17
Mar	10,4	1,65	7,74	1,38	10,66	1,67
Abr	-3,31	-0,38	-10,35	-1,86	3,82	0,26
May	-37,51	-7,32	-35,46	-5,53	-48,66	-27,69
Jun	-54,34	74,27	-50,32	63,56	-75,29	183,75
Jul	-31,36	-15,28	-26,04	-9,25	-47,81	-69,31
Ago	-13,34	1,66	-14,73	1,75	-45,92	-11,42
Sep	-20,3	11,74	-26,79	16,46	-23,61	14,07
Oct	-25,53	33,3	-21,46	26,54	-8,52	9,04
Nov	-33,42	-3,21	-30,55	-1,76	-25,85	-0,19
Dic	-36,45	10,66	-42,27	11,43	-38,6	11,03
ANUAL	-22,71		-22,91		-24,55	

Los resultados de la simulación del embalse Caldas presentan el mismo comportamiento de los resultados de los embalses Antioquia 1, Antioquia 2 y Caldas, en esto caso las reducciones en los caudales promedio anuales son de -25% en el escenario A2, -26% en el escenario B2, y de -24% en el escenario A1B.

Tabla 12: Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse CAUCA

Cauca						
	Escenario A2		Escenario B2		Escenario A1B	
MES	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)
Ene	-21,45	3,88	-15,89	3,13	-26,46	4,26
Feb	-9,97	0,24	-9,05	0,26	-12,54	0,11
Mar	0,16	-0,03	-4,81	1,02	0,77	-0,17
Abr	-6,99	1,61	-9,34	2,13	2,83	-0,67
May	-34,88	6,45	-34,46	6,46	-27,4	5,98
Jun	-45,63	31,68	-44,16	30,17	-51,48	38,28
Jul	-33,9	-14,35	-30,51	-10,3	-44,29	-39,86
Ago	-19,13	5,64	-20,88	6,13	-45,61	9,68
Sep	-18,36	2,27	-22,95	2,31	-26,06	2,11
Oct	-30,54	32,96	-30,23	32,48	-11,57	9,89
Nov	-34,36	22,95	-31,04	20,02	-20,08	11,65
Dic	-35,01	11,54	-38,43	12,43	-33,15	11,01
ANUAL	-25,79		-25,81		-24,09	

Los resultados para el escenario A2 presentados en la Tabla 12, todos los meses presentan tendencia hacia la disminución de los caudales, presentándose las reducciones más importantes (entre -15% y -35%) en los caudales de los meses abril a septiembre; mientras que el caudal promedio anual presenta una disminución intermedia de -15%. De acuerdo con los valores del coeficiente de variación (Cv), se observa que existe un incremento de +33% en la variabilidad de los caudales del mes de julio. Para el Escenario B2 se observan los mismos patrones de comportamiento observados en el escenario A2, las máximas reducciones en los caudales mensuales son del orden de -35%, se tienen aumentos en la variabilidad de +30% en los caudales de julio y +17% en los caudales de septiembre; y la reducción del caudal promedio anual es de -16%. Con respecto al escenario A1B se encuentran reducciones sustanciales mayores a -50% en los caudales de todos los meses, excepto octubre y noviembre, el Cv indica incrementos mayores a +50% en la variabilidad de los caudales mensuales de julio y septiembre; mientras que el caudal promedio anual presenta también una disminución importante de -38%.

Tabla 13. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse TOLIMA

Tolima						
	Escenario A2		Escenario B2		Escenario A1B	
MES	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)
Ene	-21,45	3,88	-15,89	3,13	-26,46	4,26
Feb	-9,97	0,24	-9,05	0,26	-12,54	0,11
Mar	0,16	-0,03	-4,81	1,02	0,77	-0,17
Abr	-6,99	1,61	-9,34	2,13	2,83	-0,67

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático

Tolima						
	Escenario A2		Escenario B2		Escenario A1B	
May	-34,88	6,45	-34,46	6,46	-27,4	5,98
Jun	-45,63	31,68	-44,16	30,17	-51,48	38,28
Jul	-33,9	-14,35	-30,51	-10,3	-44,29	-39,86
Ago	-19,13	5,64	-20,88	6,13	-45,61	9,68
Sep	-18,36	2,27	-22,95	2,31	-26,06	2,11
Oct	-30,54	32,96	-30,23	32,48	-11,57	9,89
Nov	-34,36	22,95	-31,04	20,02	-20,08	11,65
Dic	-35,01	11,54	-38,43	12,43	-33,15	11,01
ANUAL	-25,79		-25,81		-24,09	

Como se presenta en la siguiente tabla los escenarios A2 y B2 en el embalse del Pacífico, todos los meses presentan tendencia hacia la disminución de los caudales, presentándose las reducciones mayores a -50% en la mayoría de los casos especialmente de mayo a diciembre; los valores del Cv indican también incrementos en la variabilidad mayores a +50% de todos los meses, a excepción de noviembre; mientras que el caudal promedio anual presenta una disminución extrema de -46%. Con respecto al escenario A1B se encuentran reducciones sustanciales mayores a -50% en los caudales de enero y de mayo a diciembre, el Cv indica incrementos mayores a +50% en la variabilidad de todos los caudales mensuales, a excepción de febrero, marzo, abril y noviembre; mientras que el caudal promedio anual presenta también una disminución importante de -31%.

Tabla 14. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse PACÍFICO

Pacífico						
	Escenario A2		Escenario B2		Escenario A1B	
MES	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)
Ene	-40.16	57.11	-37.31	50.66	-34.73	45.31
Feb	-34	15.31	-31	13.78	-10.95	4.41
Mar	-10.76	5.84	-19.71	11.57	15.3	-6.85
Abr	-24.2	29.89	-26.65	34.01	2.36	-2.16
May	-56.16	127.74	-57.03	132.37	-34.09	51.58
Jun	-68.39	186.4	-66.72	172.76	-61.07	135.22
Jul	-58.47	116.13	-57.05	109.59	-54.06	97.14
Ago	-48.84	77.94	-49.1	78.74	-55.62	102.17
Sep	-50.54	26.84	-54.23	29.13	-30.15	14.37
Oct	-57.5	115.56	-54.2	101.13	-29.71	36.23
Nov	-52.44	-63.76	-46.4	-29.84	-39.26	-13.88
Dic	-53.12	103.33	-51.78	97.94	-40.81	62.9

Pacífico						
	Escenario A2		Escenario B2		Escenario A1B	
ANUAL	-46.9		-46.28		-30.76	

La modelación del embalse Bogotá, presenta para el escenario A2 reducciones importantes (entre -15% y -25%) en los caudales de los meses de junio, septiembre, noviembre y diciembre; el coeficiente de variación solo presenta incrementos notables de +15% en el mes de noviembre, y el caudal promedio anual presenta una leve disminución de -10%. De acuerdo con los valores del coeficiente de variación (Cv), se observa que existe un incremento de +33% en la variabilidad de los caudales del mes de julio. Para el Escenario B2 se observan los mismos patrones de comportamiento observados en el escenario A2, las máximas reducciones en los caudales mensuales son del orden de -30%, se tienen aumentos en la variabilidad de hasta +17% en los meses de septiembre, noviembre y diciembre; y la reducción del caudal promedio anual es de -9%. Con respecto al escenario A1B se encuentran reducciones sustanciales mayores a -50% en los caudales de casi todos los meses, el Cv indica incrementos entre +15% y +50% en la variabilidad de los caudales mensuales de febrero, mayo, junio y septiembre; mientras que el caudal promedio anual presenta también una disminución importante de -35%.

Tabla 15. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse BOGOTÁ

Bogotá						
	Escenario A2		Escenario B2		Escenario A1B	
MES	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)
Ene	-10.61	3.93	-1.11	0.4	-27.53	10.81
Feb	-5.56	2.7	-2.12	1	-32.53	19.8
Mar	5.65	-2.36	4.6	-1.93	-18.36	8.98
Abr	2.29	-0.49	6.58	-1.43	-14.68	2.76
May	17.39	-6.82	15.63	-6.19	-29.1	15.54
Jun	-14.72	7.08	-12.83	6.09	-51.05	33.01
Jul	-7.57	1.42	-9.63	1.77	-51.22	-13.08
Ago	-10.06	3.04	-9.55	2.88	-64.38	-12.93
Sep	-14.76	8.58	-20.72	12.73	-59.19	59.71
Oct	-10.95	5.93	-5.42	2.81	-8.65	4.6
Nov	-27.42	15.31	-30.47	17.47	-16.59	8.48
Dic	-20.28	9.97	-27.99	14.57	-27.22	14.09
ANUAL	-8.51		-8.85		-34.52	

La Tabla 16 presenta los resultados para el embalse del Huila. De acuerdo con éstos, los escenarios A2 y B2, los meses que presentan reducciones importantes (entre -25% y -45%) en los caudales son abril a julio, noviembre y diciembre; los valores del Cv indican también incrementos en la variabilidad mayores a +25% en los meses de mayo y junio; y el caudal promedio anual presenta una disminución de -20%. Con respecto al escenario A1B se encuentran reducciones sustanciales mayores a -50% en casi todos los caudales

mensuales, el Cv indica incrementos entre +20 y +50% en la variabilidad de todos los caudales mensuales de enero a marzo, mayo, julio, agosto y diciembre; mientras que el caudal promedio anual presenta también una disminución importante de -42%.

Tabla 16. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse HUILA

Huila						
	Escenario A2		Escenario B2		Escenario A1B	
MES	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)
Ene	-13.34	6.47	-10.28	4.88	-36.75	21.49
Feb	-3.4	1.66	-1.38	0.66	-36.31	23.49
Mar	-1.92	0.9	-1.84	0.86	-30.02	17.53
Abr	-26.26	3.65	-19.32	3.26	-36.71	2.24
May	-42.8	30.73	-40.89	28.72	-56.97	49.39
Jun	-43.71	3.8	-32.19	5.83	-52.12	-3.23
Jul	-43.57	30.91	-36.97	24.37	-53.15	42.52
Ago	19.07	-12.92	-6.11	5.22	-57.98	109.05
Sep	25.94	-4.56	6.79	-1.06	-58.58	-70.56
Oct	-12	3.61	-12.96	3.9	-17.02	5.11
Nov	-24.66	5.77	-24.17	5.68	-23.35	5.53
Dic	-24.3	12.05	-26.69	13.46	-39.14	21.65
ANUAL	-19.39		-19.64		-41.92	

Para el embalse Oriente 1 los resultados de los escenario A2 y B2, los meses que presentan reducciones importantes (entre -20% y -40%) en los caudales son junio y septiembre a diciembre; los valores del Cv indican también incrementos en la variabilidad del orden de +15% en los meses de octubre y noviembre; y el caudal promedio anual presenta una leve disminución de -12%. Con respecto al escenario A1B se encuentran reducciones sustanciales entre -20% y -50% en casi todos los caudales mensuales, a excepción de octubre, y el caudal promedio anual presenta también una disminución importante de -27%.

Tabla 17. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse ORIENTE 1

Oriente 1						
	Escenario A2		Escenario B2		Escenario A1B	
MES	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)
Ene	-10.72	1.01	-2.07	0.26	-23.66	0.44
Feb	-8.02	2.26	-1.47	0.41	-19.78	5.44
Mar	10.31	-2.8	4.52	-1.24	-9.74	2.66
Abr	-0.23	0.12	1.78	-0.93	-16.99	10.37
May	8.51	-1.55	4.26	-0.75	-32.55	0.49

Oriente 1						
	Escenario A2		Escenario B2		Escenario A1B	
Jun	-17.18	-0.77	-11.72	-0.05	-48.08	-41.75
Jul	-0.3	-0.04	-1.38	-0.2	-43.13	-75.05
Ago	-4.96	-0.63	-5.77	-0.78	-53.63	-63.63
Sep	-17.18	-0.4	-21.96	-1.45	-45.78	-28.95
Oct	-22.72	13.04	-22.84	13.13	4.08	-1.9
Nov	-35.53	14.46	-36.75	14.98	-10.7	4.02
Dic	-32.75	6.97	-38.03	7	-37.16	7.05
ANUAL	-12.42		-13.06		-26.51	

La Tabla 18 muestra que para el embalse Oriente 2 los resultados de los escenario A2 y B2, los meses que presentan reducciones importantes (entre -15% y -55%) en los caudales junio a diciembre; los valores del Cv indican también incrementos en la variabilidad entre +20% y +30% en los meses de septiembre, noviembre y diciembre; y el caudal promedio anual presenta una leve disminución de -10%. Con respecto al escenario A1B se encuentran reducciones sustanciales entre -20% y -60% en casi todos los caudales mensuales, y el caudal promedio anual presenta también una disminución importante de -41%.

Tabla 18. Resultados por escenario de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse ORIENTE 2

Oriente 2						
	Escenario A2		Escenario B2		Escenario A1B	
MES	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)	Q(%)	Cv(%)
Ene	-14.08	7.47	-0.1	0.05	-33.61	21.28
Feb	-8.9	1.99	-8.6	1.92	-29.66	4.88
Mar	4.52	-1.24	-0.06	0.02	-30.85	7.59
Abr	5.66	-2.32	11.42	-4.52	-30.58	15.89
May	35.87	-16.87	33.51	-16	-33.87	30.05
Jun	-20.6	9.03	-14.89	6.33	-47.18	23.61
Jul	-19.23	11.73	-21.83	13.66	-45.91	37.98
Ago	-14.88	6.91	-14.37	6.65	-55.9	35.03
Sep	-18.81	18.78	-22.91	24.06	-63.14	137.29
Oct	-15.41	7.42	-7.86	3.59	-8.12	3.72
Nov	-40.99	17.72	-43.44	18.82	-21.33	8.66
Dic	-38	22.76	-55.26	39.25	-47.88	31.51
ANUAL	-10.52		-10.23		-40.71	

Haciendo un resumen de los resultados de simulación presentados anteriormente, se encuentra que todos los embalses agregados presentarán una disminución generalizada en sus caudales afluentes mensuales y anuales, para los tres escenarios de cambio climático analizados (A2, B2 y A1B). La tabla que se presenta a continuación resume los cambios anuales de caudal para cada embalse bajo cada uno de los escenarios.

Tabla 19. Resultados de cambio anual de caudal por escenario para los embalses agregados

	Escenario A2	Escenario B2	Escenario A1B
	ΔQ(%)	ΔQ(%)	ΔQ(%)
Caribe	-15.37	-13.44	-3.11
Antioquia 1	-25.26	-24.13	-23.3
Antioquia 2	-28.22	-28.55	-27.5
Caldas	-22.71	-22.91	-24.55
Cauca	-25.79	-25.81	-24.09
Tolima	-14.96	-15.83	-38.1
Pacífico	-46.9	-46.28	-30.76
Bogotá	-8.51	-8.85	-34.52
Huila	-19.39	-19.64	-41.92
Oriente 1	-12.42	-13.06	-26.51
Oriente 2	-10.52	-10.23	-40.71

En general, los meses que presentan mayores disminuciones de caudales con respecto al régimen actual son mayo, junio, julio, octubre, noviembre y diciembre, mientras que los meses con menores reducciones son marzo y abril, en estos dos últimos incluso, se presentan leves incrementos de caudal en algunos casos.

Para el grupo de embalses Antioquia 1, Antioquia 2, Caldas y Cauca se encontró una gran similitud entre los resultados de los distintos escenarios A2, B2 y A1B, las reducciones del caudal promedio anual estuvieron del orden de -25%, y los mayores incrementos en la variabilidad de los caudales se obtuvieron en los meses de junio y octubre.

Para el grupo de embalses de Tolima, Bogotá, Huila, Oriente 1 y Oriente 2 se encontró una gran similitud entre los resultados de los escenarios A2 y B2, con reducciones en los caudales promedio anuales del orden de -15%, e incrementos de variabilidad localizados y distribuidos entre los meses de mayo, junio, julio, noviembre y diciembre; situación que empeora con los resultados del escenario A1B, donde las reducciones en los caudales promedio anuales son del orden de -30% y los incrementos de variabilidad son elevados en la mayoría de los meses.

Si bien los resultados obtenidos coinciden en el hecho de que habrá una reducción de la oferta hídrica de los embalses, en muchos casos los cambios porcentuales de los caudales mensuales son exagerados, llegando a tenerse reducciones mayores a -50% con respecto a la condición actual, valores que se consideran poco probables si tiene en cuenta que los análisis de tendencia de las series registradas de caudal, no muestran

todavía evidencia estadística suficiente para demostrar que exista alguna tendencia lineal hacia la disminución de los caudales.

7.7. GENERACIÓN DE SERIES SINTÉTICAS DE CAUDALES

La simulación del comportamiento futuro de la oferta de generación hidroeléctrica, requiere la construcción de series sintéticas de caudales con las características estadísticas esperadas en los escenarios de sensibilidad y cambio climático, en este esquema se busca producir secuencias de valores de caudales que tengan las distribuciones de probabilidad de los conjuntos mensuales, y que conserven la función de auto correlación estimada para la serie completa de datos mensuales en cada embalse.

Para cumplir este propósito se utiliza en concepto de cópulas (Nelsen, 2006) que son básicamente funciones de probabilidad multivariadas en las que las funciones de probabilidad marginales son uniformes. Las cópulas permiten establecer una relación entre las funciones de distribución marginales y la función de distribución conjunta.

Consideremos un conjunto de variables aleatorias $X_1, X_2, \dots, X_k$ cada una con su función de distribución de probabilidad marginal continua $F(x_i) = \Pr(X_i < x_i)$. Aplicando las funciones inversas de probabilidad acumulada a cada una estas marginales, se obtienen funciones de probabilidad uniformes marginales de cada variable $U(u_i) = F^{-1}(X_i < x_i)$. La cópula se define como función de probabilidad conjunta de las variables uniformes $U_1, U_2, \dots, U_k$, la cual se construye conservando la estructura de correlación entre las variables originales $X_1, X_2, \dots, X_k$

Ecuación 1

$$C(u_1, u_2, \dots, u_k) = \Pr(U_1 < u_1, U_2 < u_2, \dots, U_k < u_k)$$

Para la generación de series sintéticas de caudales se siguieron los siguientes pasos:

1. Estimación de la función de auto correlación y matriz de correlación (Mc) de los caudales mensuales de la serie para el régimen actual.
2. Generación de muestras aleatorias multivariadas. Se utilizó la función de probabilidad normal multivariada, donde cada una de las distribuciones marginales son normales estándar $Z_i \sim N(0,1)$, y la matriz de correlación igual a la matriz (Mc).

Ecuación 2

$$Z \sim N_m(0, Mc)$$

Donde: Z es tiene una distribución normal multivariada con vector de valores medios 0, y matriz de correlación Mc.

3. Transformación de las muestras aleatorias. Se establecen los valores de las distribuciones marginales uniformes, calculando las funciones de probabilidad inversa para cada uno de las muestras aleatorias generadas.

Ecuación 3

$$U(u_i) = F^{-1}(z_i)$$

4. Obtención de la serie sintética de caudales. Para cada uno de los meses se calculan los valores de caudales simulados aplicando la función de probabilidad inversa a los valores generados en el punto anterior. Los parámetros de las distribuciones mensuales corresponden en este caso a los estadísticos proyectados en cada mes según los escenarios de sensibilidad y cambio climático.

$$Q_{sim(i)} = F_i(u_i; \theta_1, \theta_2)$$

Donde: $Q_{sim(i)}$ es el caudal simulado para el mes i , F_i es la función de probabilidad del mes i , y θ_1, θ_2 los parámetros estadísticos proyectados de la distribución F_i de acuerdo con el escenario que se está simulando.

En las siguientes figuras se presenta un ejemplo de una serie sintética generada para el embalse Antioquia 1, haciendo en cada caso la comparación entre los valores de las medias, desviaciones estándar y función de auto correlación entre la serie observada y la simulada.

Figura 40. Comparación de valores de caudales promedio mensuales entre serie observada y serie sintética simulada

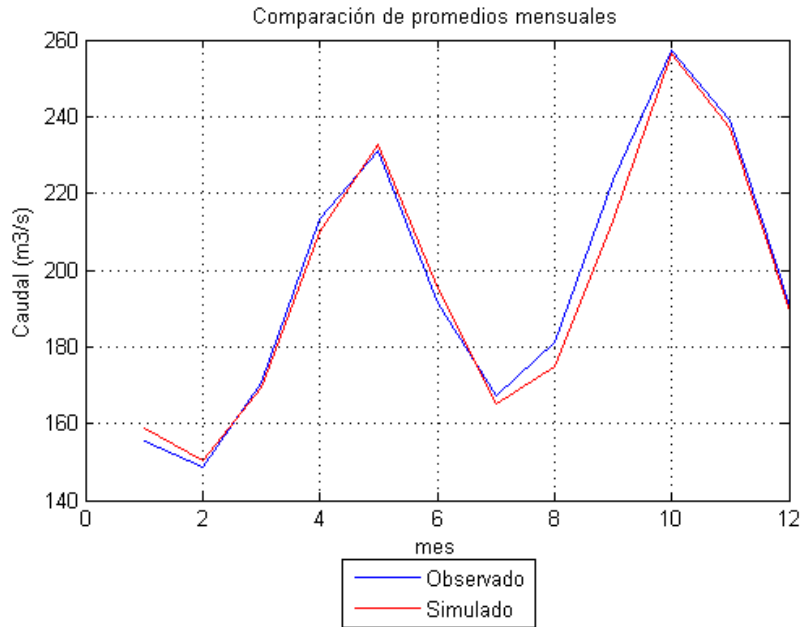


Figura 41 Comparación de valores de desviación estándar mensuales entre serie observada y serie sintética simulada

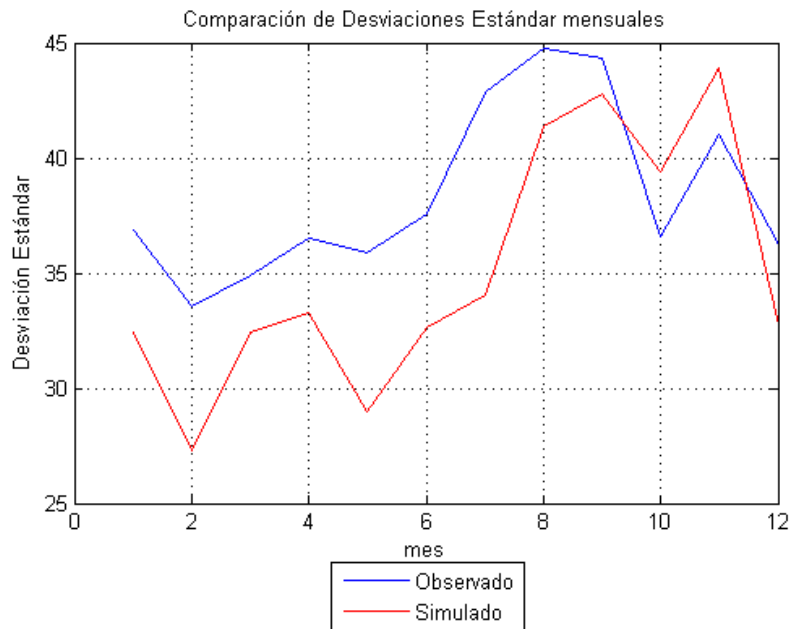
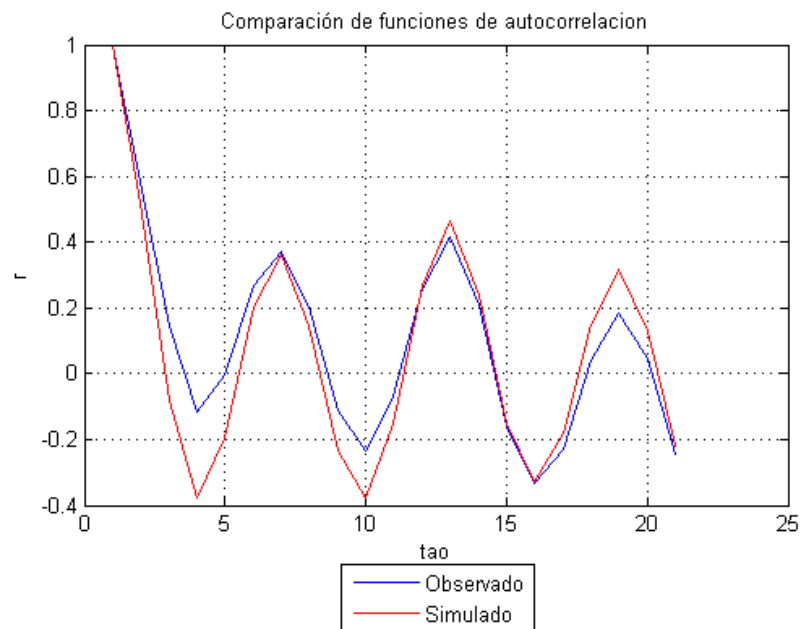


Figura 42 Comparación de funciones de auto correlación entre serie observada y serie sintética simulada



8. Impactos del Cambio Climático sobre la Generación y Trasmisión de Energía Eléctrica

Como se mencionó anteriormente, como parte de este estudio se realizó una simulación del mercado energético colombiano teniendo en cuenta los resultados de la modelación hidrológica para la disponibilidad del recurso, las posibles acciones que los generadores pueden tomar, las variaciones en la demanda de energía y los efectos que esto tendría sobre la confiabilidad del recurso y el precio de la energía eléctrica.

Se desarrolló un modelo del mercado eléctrico colombiano utilizando las herramientas de optimización matemática utilizadas en la Teoría de Juegos. Dichas herramientas y teoría permiten una aproximación a un sistema eléctrico desde el punto de vista físico y sobre todo, desde el punto de vista económico.

Se modeló el sistema de generación hidráulica y térmica de Colombia, considerando los sistemas hidráulicos (topología, embalses y vertimientos entre otros), unidades de generación hidráulicas y térmicas, con sus características técnicas y de producción, tipo y costo de combustibles, además se simuló la dinámica del mercado eléctrico y el precio de la energía en bolsa, con el cual se evaluó la vulnerabilidad del sistema ante eventos climáticos.

Se simularon escenarios bajo diferentes condiciones climáticas e hidrológicas, y de comportamiento de la demanda (escenario medio de demanda definido por la UPME), así como diferentes tipos y costos de combustibles para las plantas térmicas y su participación en la expansión del sistema.

Con el impacto de las condiciones climáticas sobre el sistema y en general el mercado eléctrico colombiano, se identificaron situaciones de racionamiento o de generación térmica más costosa para garantizar el suministro.

A continuación se presentan y discuten los resultados principales del modelo desarrollado. Una descripción detallada de la metodología utilizada en dicha modelación se encuentra en el Anexo 3.

8.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados que se presentan a continuación corresponden a las corridas del modelo desarrollado bajo diferentes escenarios hidrológicos y de demanda de energía.

Los escenarios hidrológicos considerados fueron

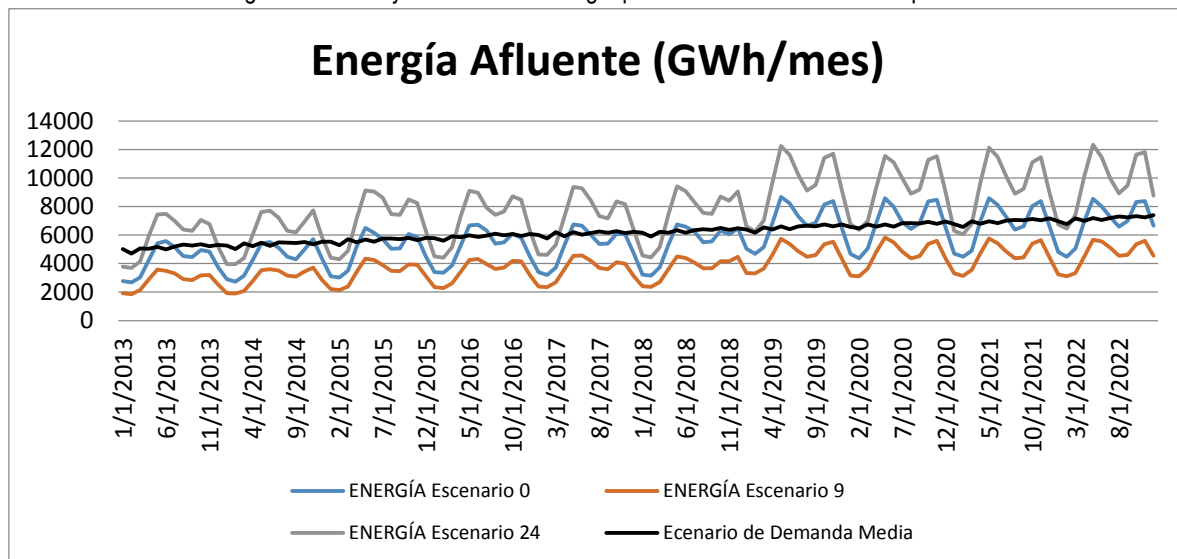
Tabla 20. Escenarios Hidrológicos - Sensibilidades

		ΔK (%)				
		0	-20	-10	+10	+20
ΔX (%)	0	0	5	6	7	8
	-20	1	9	10	11	12
	-10	2	13	14	15	16
	+10	3	17	18	19	20
	+20	4	21	22	23	24

La matriz que se muestra en la tabla define los escenarios hidrológicos. En las filas se encuentran las variaciones de las precipitaciones y en las columnas las variaciones de las escorrentías que fueron consideradas con el objeto de analizar el impacto sobre el sector eléctrico por medio de sensibilidades de hasta $\pm 20\%$.

A modo de resumen se presenta a continuación el comportamiento de la oferta de energía proveniente de los aportes hidráulicos frente a los escenarios de hidrología 0,9 y 24, para atender la demanda media de energía definida por la UPME en su plan de expansión 2013-2027.

Figura 43 Oferta y Demanda de Energía para los escenarios definidos por sensibilidad

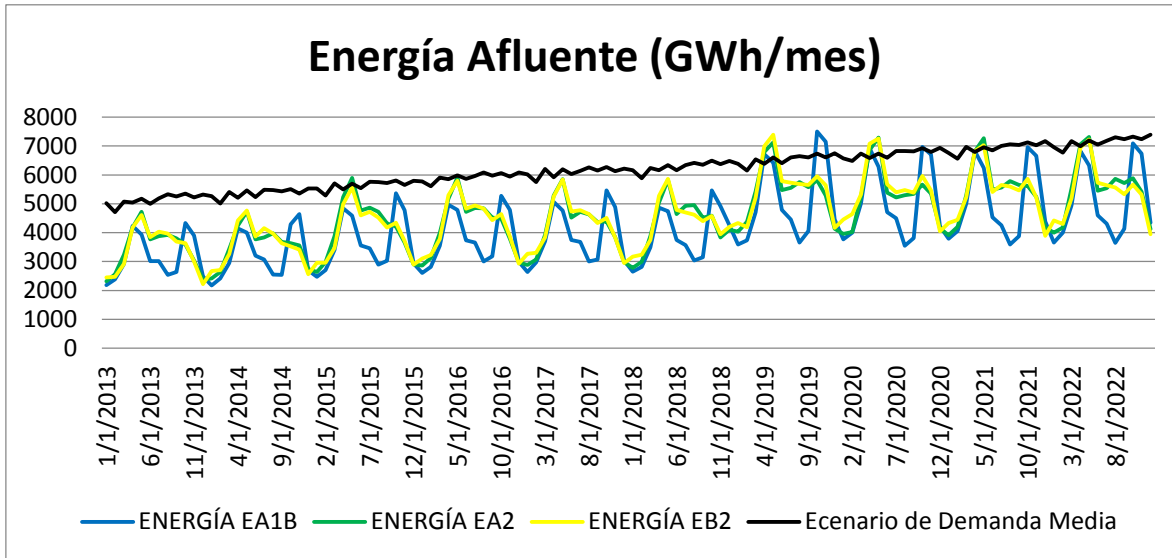


Se observa en la que el cubrimiento de la demanda media de energía se da para la mayor cantidad de tiempo para el escenario 24, es decir, frente a variaciones de $+20\%$ en las precipitaciones y las escorrentías. Sin embargo, debe precisarse que existen periodos de tiempo para los cuales se observa déficit de oferta

hidráulica de manera permanente para atender completamente la demanda de energía, de forma regular desde el 2013 y hasta el 2018 cada año para el periodo de verano. Este hecho implica la necesidad de generación térmica en la base.

Los escenarios hidrológicos definidos por el IDEAM generan el impacto sobre la energía afluente que se presenta a continuación.

Figura 44 Oferta y Demanda de Energía para los escenarios del IDEAM



Se observa en la anterior Figura que los tres escenarios hidrológicos definidos por el IDEAM generan en la oferta, incapacidad del abastecimiento de la demanda mediante los aporte hidrológicos de forma permanente.

Es de resaltar que el ingreso de nueva capacidad de generación hidroeléctrica prevista en el plan de expansión con compromisos de energía firme, no genera un aporte significativo al sistema eléctrico colombiano en periodos de verano, requiriéndose la generación térmica de base en dichos periodos.

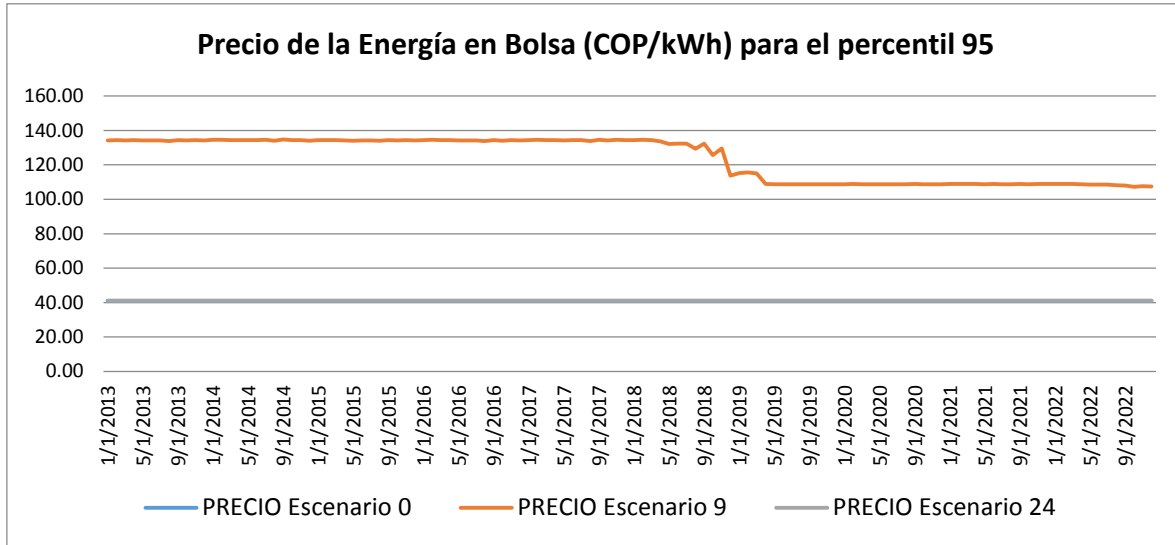
Sin embargo, el incremento neto en los niveles de energía afluente en periodos de alta hidrología (invierno), resultado de los escenarios definidos, dan muestra del mejoramiento de los aportes hídricos al sistema, luego del ingreso de nueva capacidad de generación hidroeléctrica.

8.2. RESULTADOS DE PRECIOS

Los precios que se presentan corresponden a precios promedios mensuales de energía, conforme con la resolución mensual de las simulaciones así como de la información de entrada al modelo.

Se realizó un análisis sobre los resultados considerando diferentes percentiles para el precio resultante. Así por ejemplo, para el percentil 95, es decir, los datos que tienen un 95% de probabilidad de ser superados dentro del conjunto de datos es el siguiente.

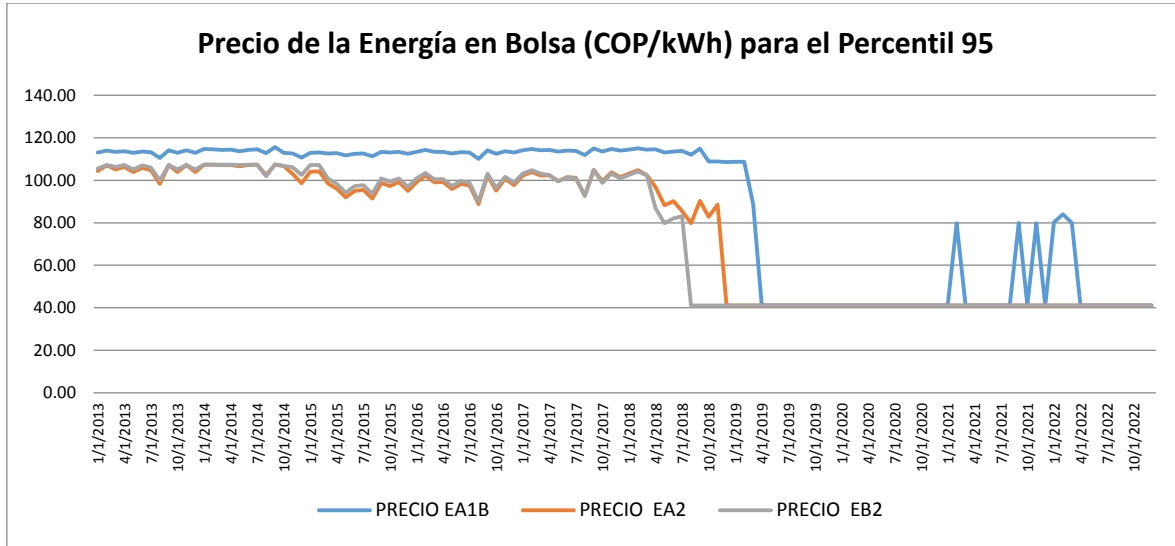
Figura 45 Precio de la Energía en Bolsa percentil 95 escenarios de sensibilidad



Los escenarios extremos, escenario 0 y escenario 24, correspondientes a variación nula y variación máxima para las precipitaciones y escorrentías, generan un nivel menor de precio de la energía 41.04 COP/kWh, correspondiente al valor mínimo ofertable en el mercado eléctrico colombiano, el Costo Equivalente de la Energía (CEE), sin embargo, una variación de – 20% en las variables, genera mayores niveles de precio 123.89 COP/kWh, con presencia de valores máximo 134.73 COP/kWh y mínimo 107.35 COP/kWh. Resultado consistente con precios observados en épocas de sequías e inviernos, frente al ingreso de capacidad de generación hidroeléctrica en el pasado.

Para los escenarios del IDEAM se obtienen los siguientes resultados para los precios.

Figura 46 Precio de la Energía en Bolsa percentil 95 escenarios del IDEAM

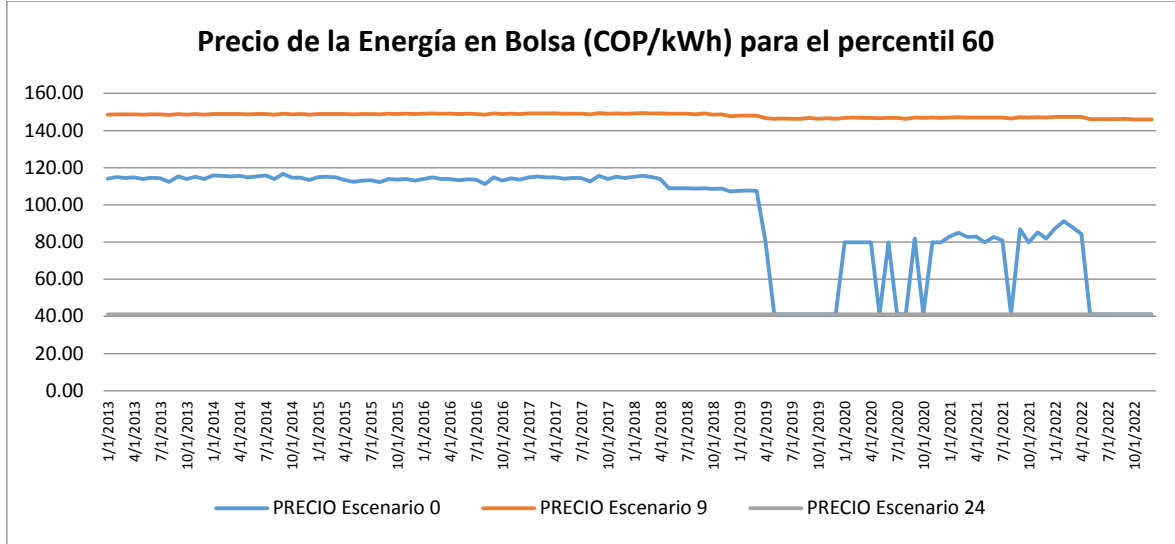


Se observa en la Figura anterior que antes del ingreso de una gran capacidad hidroeléctrica como es el caso de Pescadero Ituango, el precio de la energía fluctúa alrededor de un valor medio igual 113 COP/kWh para el escenario EA1B y de 102 COP/kWh para los otros dos escenarios. Luego del ingreso de Pescadero Ituango, el precio de la energía se reduce significativamente a su valor mínimo posible.

Un análisis sobre el percentil 60, es decir, aquellos datos de precio dentro del conjunto de resultados que tienen una probabilidad del 60% de ser superados.

El precio resultante para los escenarios de sensibilidad se encuentra a continuación.

Figura 47 Precio de la Energía en Bolsa percentil 60 escenarios de sensibilidad

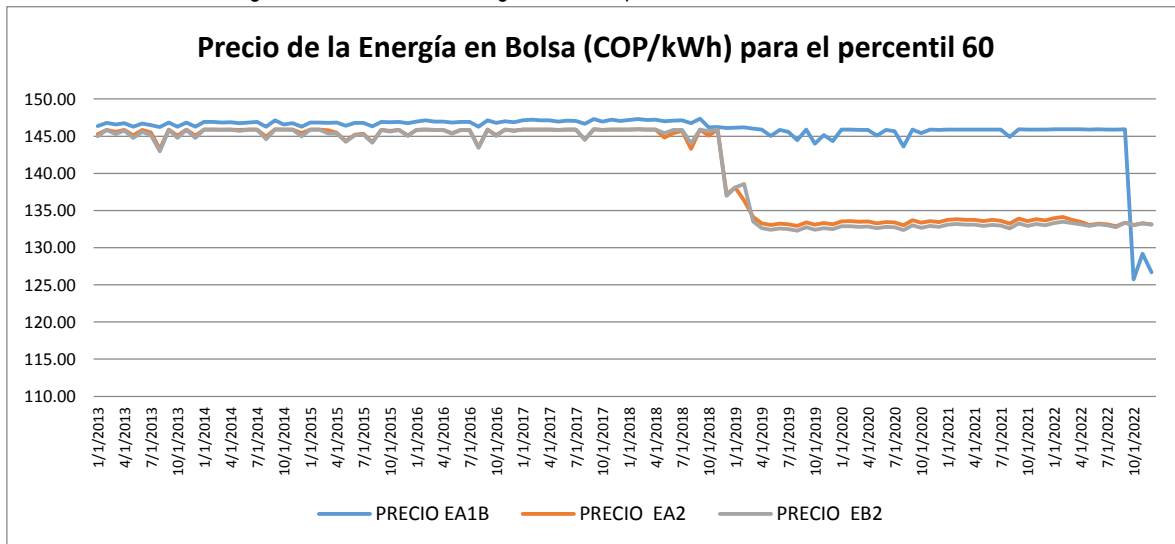


En la Figura anterior se puede observar el comportamiento del precio de la energía resultado de los tres escenarios hidrológicos definidos para resumir el impacto de los diferentes escenarios definidos para el análisis de sensibilidad.

El escenario 9 genera el mayor nivel de precio 148 COP/kWh en promedio y el escenario 24, genera el menor nivel de precio, 41.04 COP/kWh. El escenario 0 genera un precio de 114 COP/kWh en promedio antes del 2018, y 75 COP/kWh después del 2018 y hasta el final de horizonte de análisis.

Los resultados de los precios correspondientes a un percentil 60 para los escenarios del IDEAM son los siguientes.

Figura 48 Precio de la Energía en Bolsa percentil 60 escenarios del IDEAM

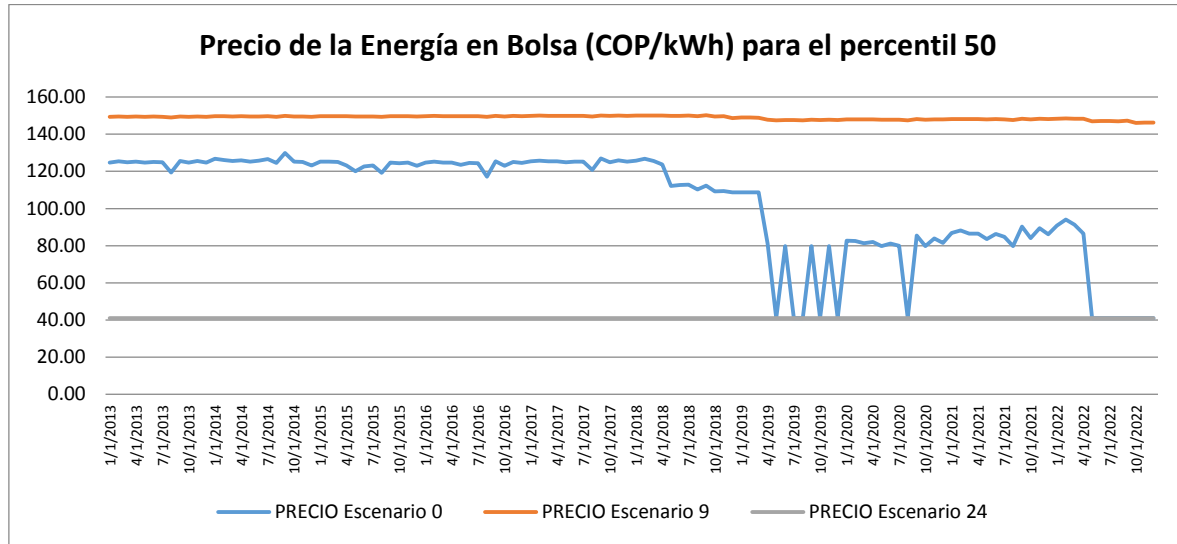


Los resultados de los escenarios EA2 y EB2 son similares, con precio promedio antes de 2018 de 145 COP/kWh, y de 147 COP/kWh para el escenario EA1B. Sin embargo, después de 2018, los precios resultantes fueron 135 COP/kWh y 145 COP/kWh, respectivamente.

Resultados de precios para un percentil 50 se presentan a continuación, corresponde precisamente a valores que tienen el 50% de ser superados.

El precio resultante para los escenarios de sensibilidad se encuentra a continuación.

Figura 49 Precio de la Energía en Bolsa percentil 50 escenarios de sensibilidad

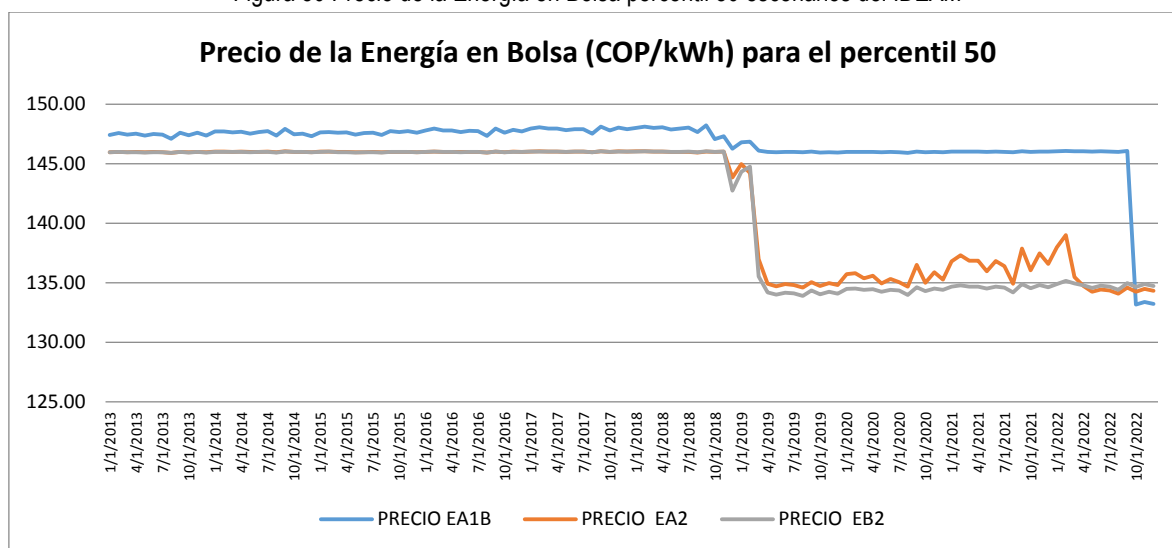


En la Figura anterior se puede observar el comportamiento del precio de la energía resultado de los tres escenarios hidrológicos definidos para el análisis de sensibilidad.

El escenario 9 genera el mayor nivel de precio 149 COP/kWh en promedio y el escenario 24, genera el menor nivel de precio, 41.04 COP/kWh. El escenario 0 genera un precio de 125 COP/kWh en promedio antes del 2018, y 82 COP/kWh después del 2018 y hasta el final de horizonte de análisis.

Los resultados de los precios correspondientes a un percentil 50 para los escenarios del IDEAM son los siguientes.

Figura 50 Precio de la Energía en Bolsa percentil 50 escenarios del IDEAM



Los resultados de los escenarios EA2 y EB2 son similares, con precio promedio antes de 2018 de 146 COP/kWh, y de 148 COP/kWh para el escenario EA1B. Sin embargo, después de 2018, los precios resultantes fueron 138 COP/kWh y 146 COP/kWh, respectivamente.

8.3. RESULTADOS EN GENERACIÓN PERCENTIL 95

Las plantas de generación consideradas para cada uno de los agentes estratégicos se presentan a continuación en la Tabla 21.

Tabla 21 Listado de Plantas por Agente Estratégico

AGENTES	PLANTAS	AGENTES	PLANTAS
EMGESA	GUAVIO	EPSA	ALTOANCHICAY
	PARAISO		BAJOANCHICAY
	LA GUACA		CALIMA
	BETANIA		SALVAJINA
	EL QUIMBO		PRADO
CHIVOR	CHIVOR		PORVENIR II
EPM	GUATAPE	ISAGEN	JAGUAS
	PLAYAS		SAN CARLOS
	TRONERAS		MIEL I
	GUADALUPE 3		SOGAMOSO
	GUADALUPE 4	URRA	URRA
	LA TASAJERA		
	PORCE II		
	PORCE III		
	PESCADERO		

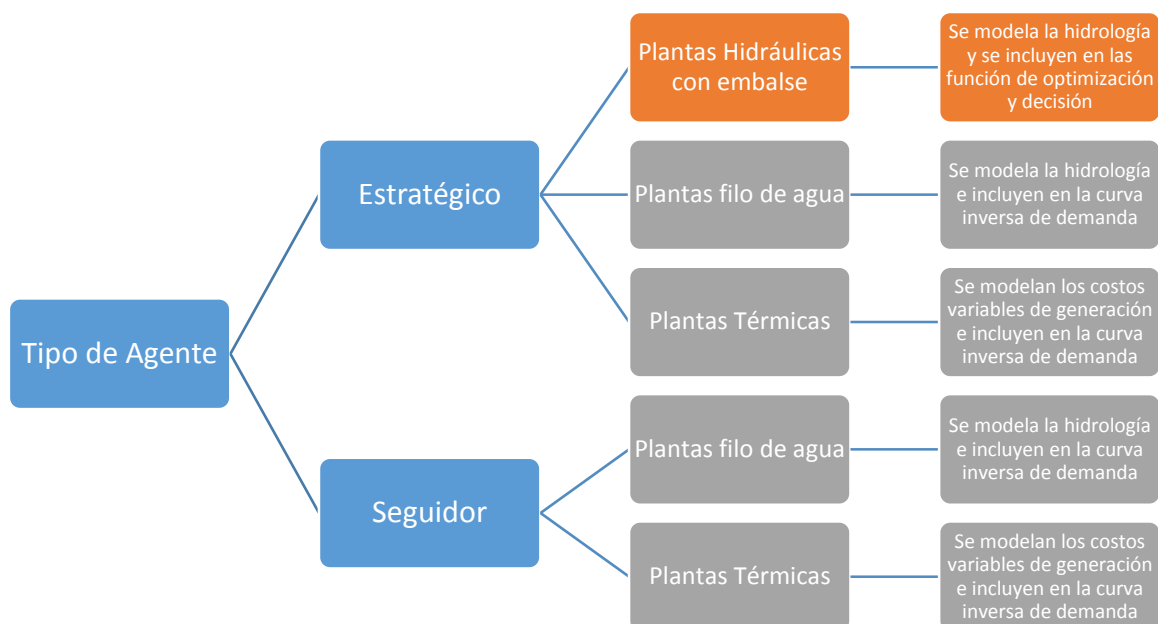
Los embalses que se consideraron por cada agente son los siguientes

Tabla 22 Listado de Embalses por Agente

AGENTES	EMBALSE	AGENTES	EMBALSE
EMGESA	GUAVIO	EPSA	ALTOANCHICAY
	SISGA		CALIMA
	TOMINE		SALVAJINA
	NEUSA		PRADO
	CHUZA		PORVENIR II
	MUNA	ISAGEN	JAGUAS
	BETANIA		SAN CARLOS
	EL QUIMBO		MIEL I
CHIVOR	CHIVOR		SOGAMOSO
EPM	GUATAPE	URRA	URRA
	PLAYAS		
	TRONERAS		
	MIRAFLORES		
	LA TASAJERA		
	PORCE II		
	PORCE III		
	PESCADERO		

La consideración de las plantas de generación dentro del modelo de teoría de juegos desarrollado es la que se presenta en la Figura 51, tanto para los agentes estratégicos como para los seguidores:

Figura 51 Consideración de plantas dentro del modelo

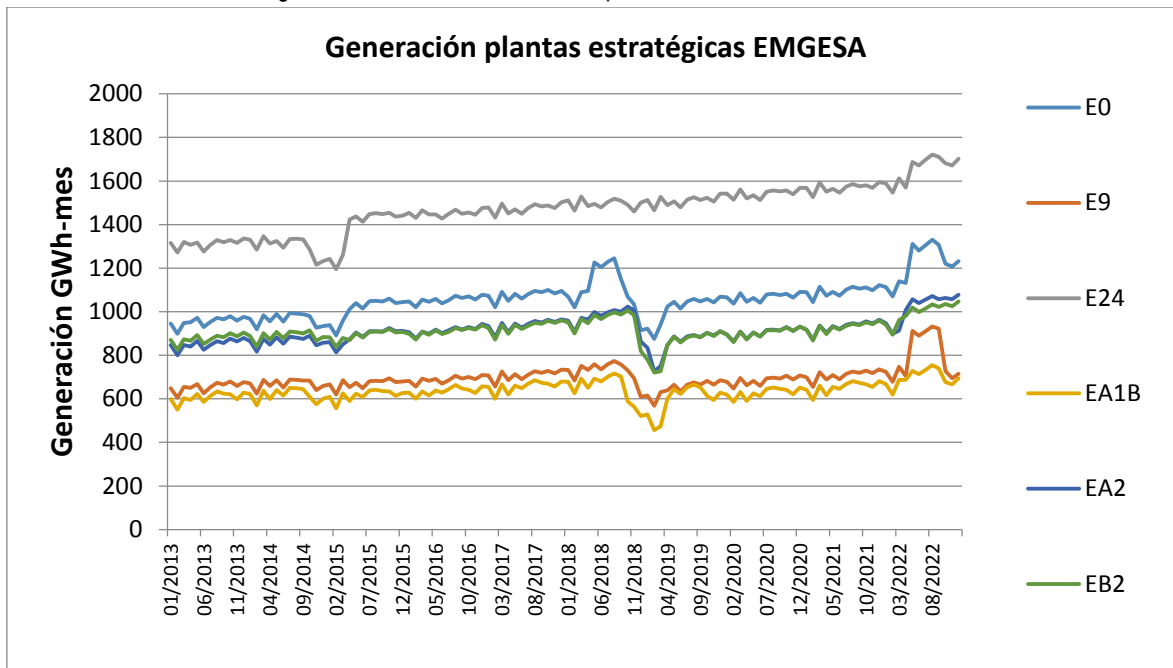


Los resultados de la generación de los agentes estratégicos que se presenta a continuación corresponden a la agregación de sus plantas mayores, es decir, aquellas para las cuales pueden realizar una gestión del recurso hídrico, embalsando o desembalsando agua, de conformidad con las dos tablas anteriores.

8.3.1. Resultados EMGESA

Los resultados sobre el nivel de generación del agente estratégico EMGESA para cada uno de los 6 escenarios considerados se presenta en la Figura 52. La generación que se presenta para EMGESA corresponde al agregado de las plantas Guavio, Paraiso, La Guaca, Betania y El Quimbo de acuerdo con la Tabla 21 y no se considera la generación de dicha empresa para las plantas térmicas y filo de agua.

Figura 52 Generación de EMGESA para los escenarios considerados

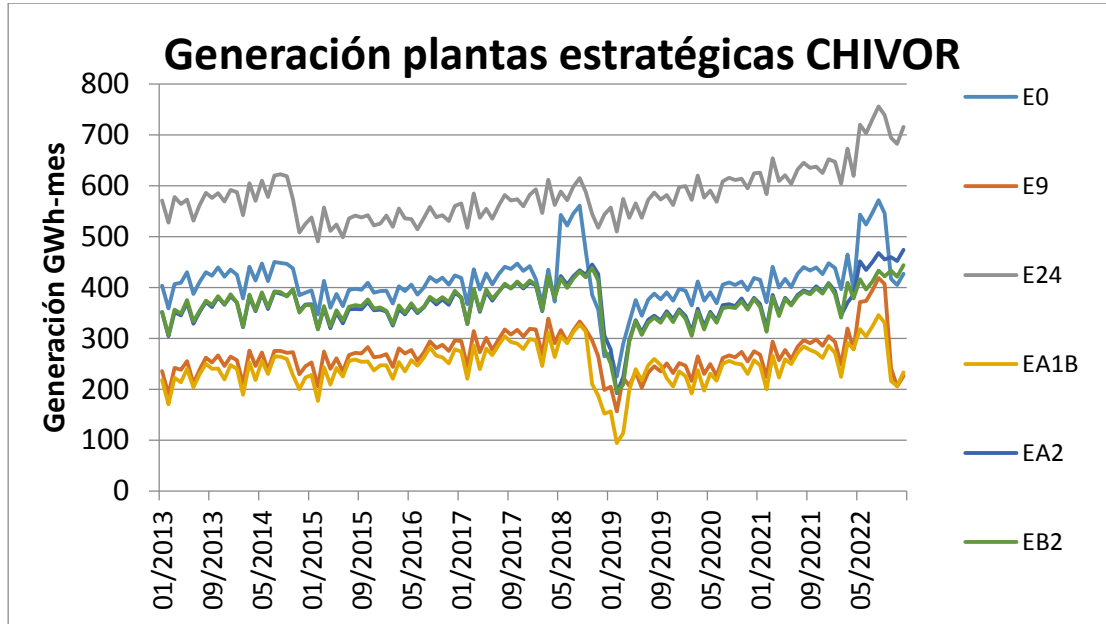


El mayor nivel de generación de EMGESA ocurre para el escenario E24 de sensibilidad y el menor corresponde al escenario EA1B del IDEAM.

8.3.2. Resultados CHIVOR

Los resultados sobre el nivel de generación del agente estratégico CHIVOR para cada uno de los 6 escenarios considerados se presenta en la siguiente FiguraFigura 53.

Figura 53 Generación de CHIVOR para los escenarios considerados

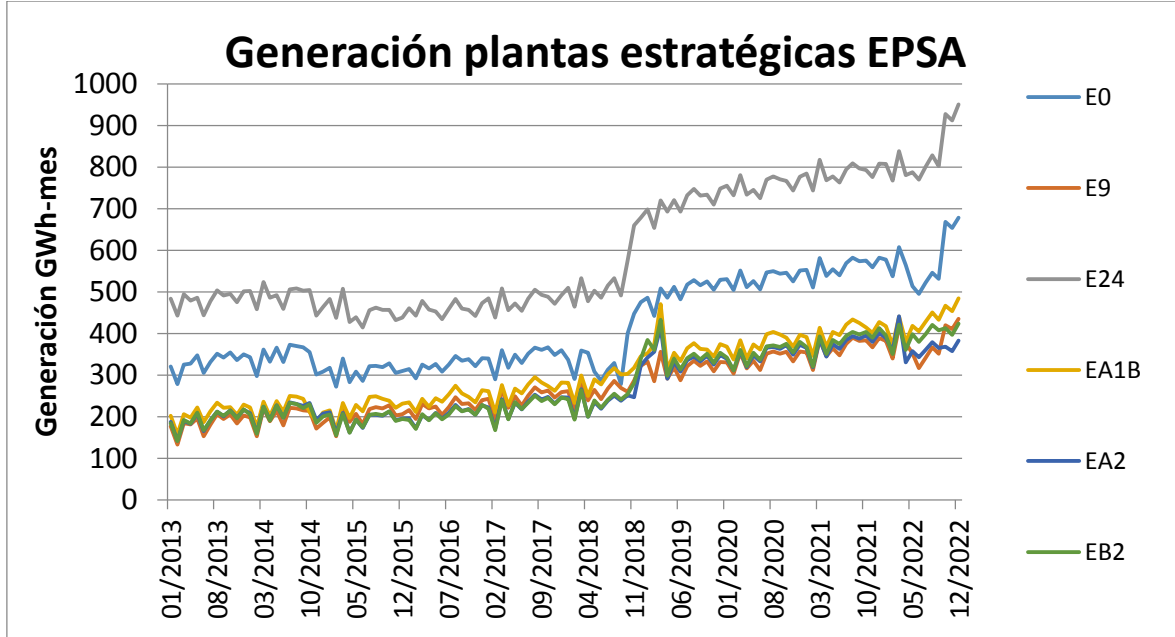


El mayor nivel de generación de CHIVOR ocurre para el escenario E24 de sensibilidad y el menor corresponde al escenario EA1B del IDEAM.

8.3.3. Resultados EPSA

Los resultados sobre el nivel de generación del agente estratégico EPSA para cada uno de los 6 escenarios considerados se presenta en la siguiente Figura. La generación que se presenta para EPSA corresponde al agregado de las plantas Alto y Bajo Anchicaya, Calima, Salvajina, Prado y Porvenir II pertenecientes tanto a EPSA como a Celsia de acuerdo con la Tabla 21.

Figura 54 Generación de EPSA para los escenarios considerados

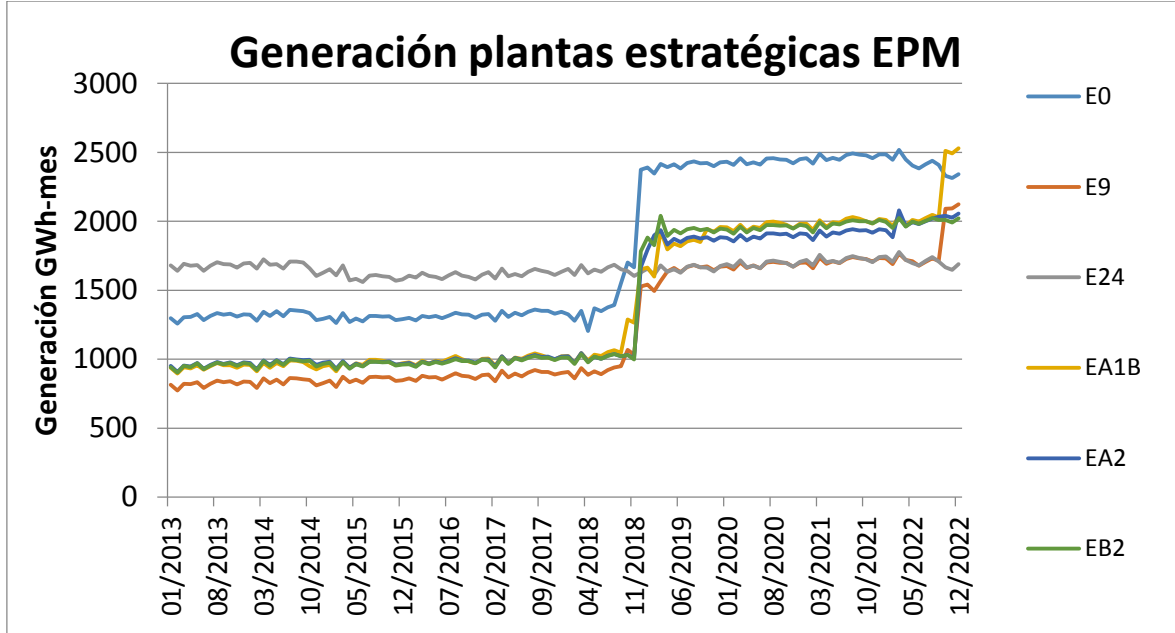


El mayor nivel de generación de EPSA ocurre para el escenario E24 de sensibilidad y el menor corresponde al escenario EA1B del IDEAM.

8.3.4. Resultados EPM

Los resultados sobre el nivel de generación del agente estratégico EPM para cada uno de los 6 escenarios considerados se presenta en la siguiente Figura. La generación que se presenta para EPM corresponde al agregado de las plantas Guatape, Playas, Troneras, La tasajera, Guadalupe 3 y 4, Porce 2 y 3, y Pescadero, de acuerdo con la Tabla 21 y no se considera la generación de dicha empresa para las plantas térmicas y filo de agua.

Figura 55 Generación de EPM para los escenarios considerados

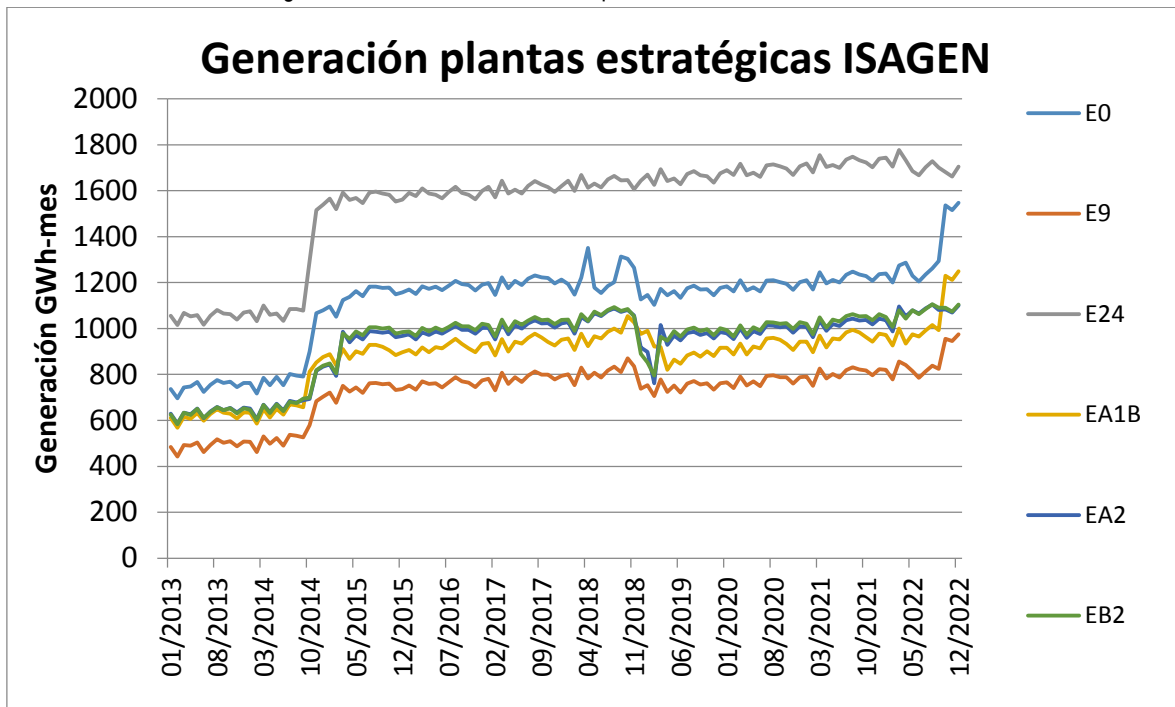


El mayor nivel de generación de EPM ocurre para el escenario E24 de sensibilidad y el menor corresponde al escenario E9 de sensibilidad antes del ingreso de Pescadero en 2018. A partir de allí, el escenario de mayor generación para EPM es el E0 y el de menor E24 de sensibilidad.

8.3.5. Resultados ISAGEN

Los resultados sobre el nivel de generación del agente estratégico ISAGEN para cada uno de los 6 escenarios considerados se presenta en la siguiente Figura. La generación que se presenta para ISAGEN corresponde al agregado de las plantas San Carlos, Jaguas, Miel I y Sogamoso de acuerdo con la Tabla 21 y no se considera la generación de dicha empresa para las plantas térmicas y filo de agua.

Figura 56 Generación de ISAGEN para los escenarios considerados



El mayor nivel de generación de ISAGEN ocurre para el escenario E24 y el menor corresponde al escenario E9 de sensibilidad.

8.3.6. Resultados URRRA

Los resultados sobre el nivel de generación del agente estratégico URRRA para cada uno de los 6 escenarios considerados se presenta en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

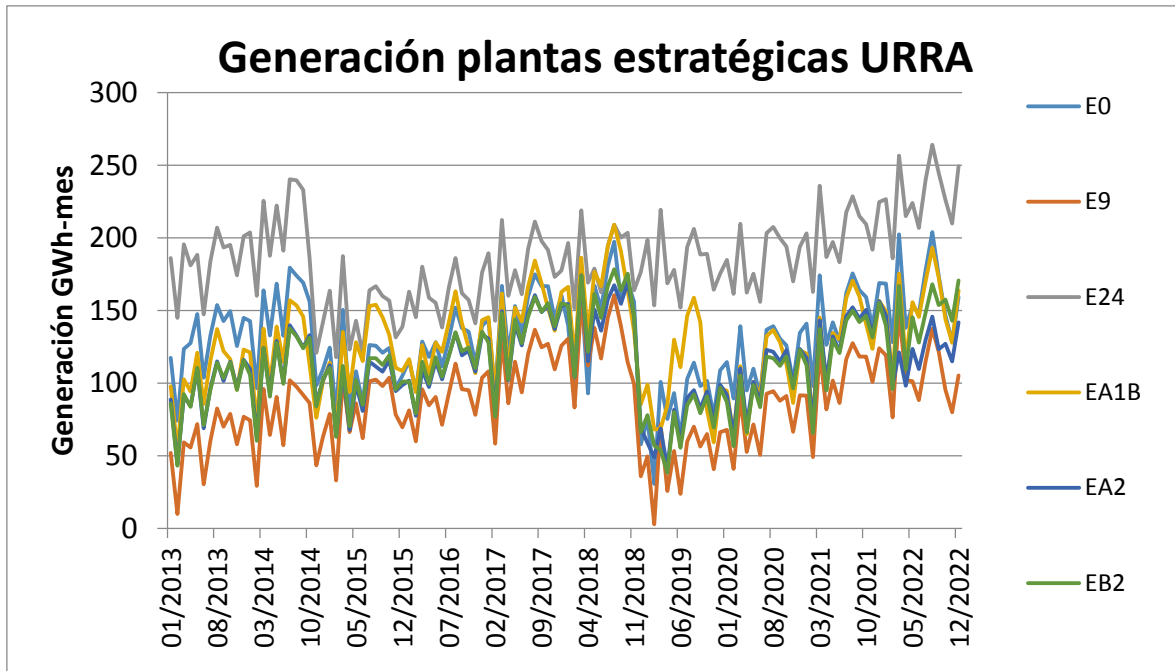


Figura 57 Generación de URR para los escenarios considerados

El mayor nivel de generación de URR ocurre para el escenario E24 y el menor corresponde al escenario EA1B del IDEAM.

8.3.7. Energía de las plantas menores

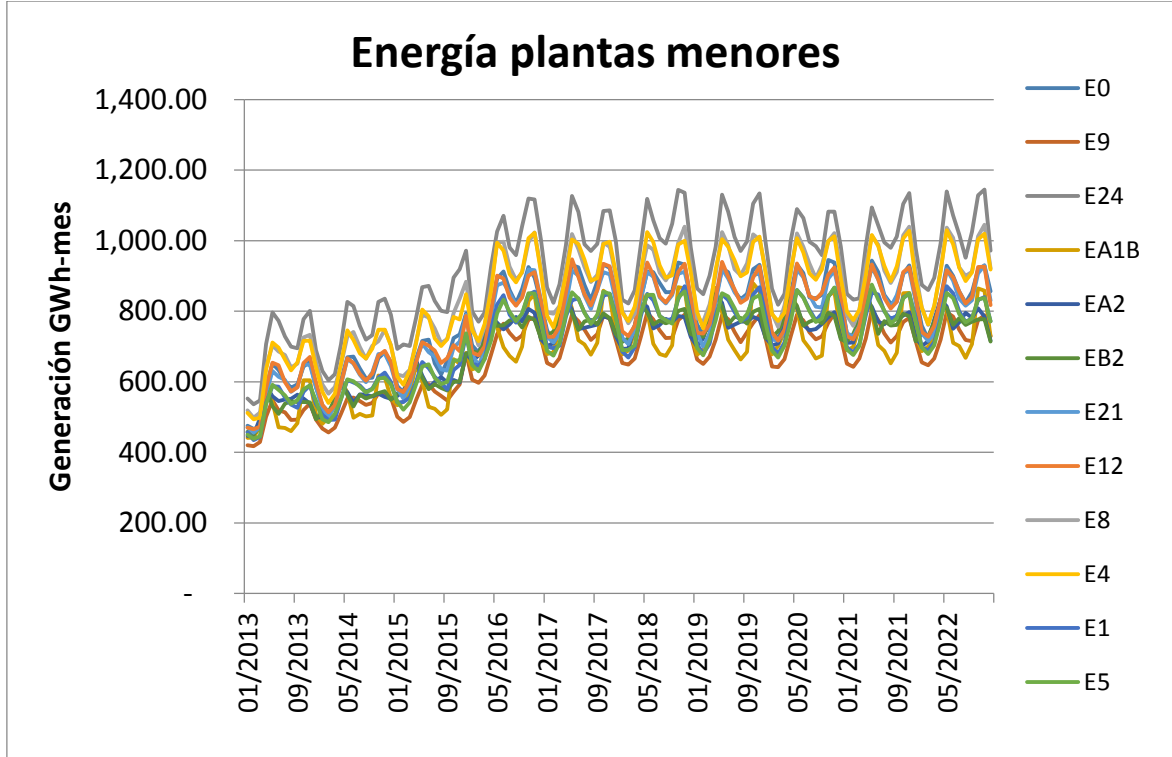
El ingreso de capacidad de generación proveniente de plantas menores en el futuro para el modelo se consideró de conformidad con el plan de expansión vigente.

Las plantas menores están conformadas por plantas térmicas y plantas hidráulicas, en consistencia con la información disponible para el MPODE.

La generación de las plantas menores hidráulicas fue afectada por el comportamiento de la energía afluente según los escenarios considerados.

Los resultados de las plantas menores correspondientes a cada uno de los seis escenarios considerados, tres de sensibilidad y tres del IDEAM se presentan a continuación.

Figura 58 Energía Generada por las Plantas Menores



El escenario E24 correspondiente a cambios en +20% en precipitaciones y escorrentías generó los mayores y menores niveles de generación de las plantas menores.

Uno de los resultados que se desprende de revisar el comportamiento de las plantas menores es que estas se encuentran desarrolladas sobre cuencas que no son complementarias lo que se traduce en una gran variación en la energía afluente agregada de éstas plantas.

8.3.8. Oferta y Demanda de Energía

La agregación de energía generada tanto por los agentes estratégicos como por los seguidores se compara con la demanda de energía para el escenario medio definido por la UPME y para los tres escenarios de análisis de sensibilidad considerados, se presenta en la Figura 59 a continuación. Se debe precisar que la energía ofertada que se presenta en las siguientes figuras no considera la generación térmica, la cual corresponde a la diferencia entre la energía mostrada y la demanda. Con lo anterior se quiere precisar que, el modelo desarrollado utiliza adecuadamente los recursos de los agentes para satisfacer completamente la demanda de energía, propiciando en algunos escenarios mayor generación térmica que en otros, debido al impacto del cambio climático sobre los niveles de precipitaciones y escorrentías.

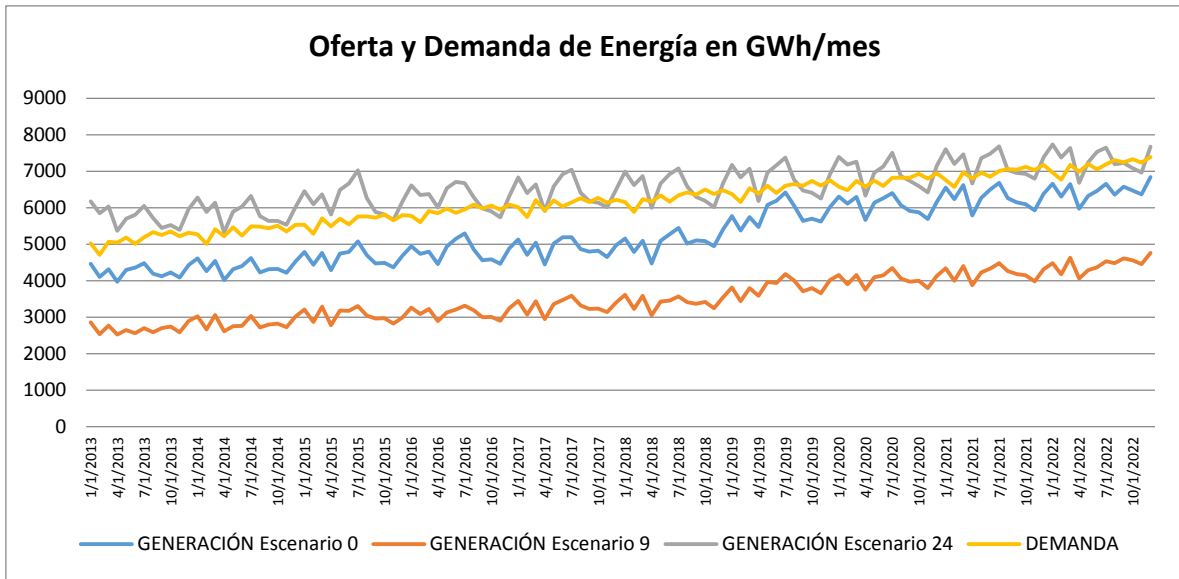


Figura 59 Oferta y Demanda de Energía bajo los escenarios hidrológicos considerados para el análisis de sensibilidad

De los tres escenarios de sensibilidad considerados el escenario E24 realiza cubrimiento de la demanda media, con niveles mínimos de generación térmica, los otros dos, no alcanzan a satisfacer completamente el nivel de demanda de energía especificado y por lo tanto se requiere de un mayor nivel de generación térmica.

El resultado de oferta y demanda para los tres escenarios del IDEAM considerados como resumen en el análisis de resultados se presenta en la Figura 60.

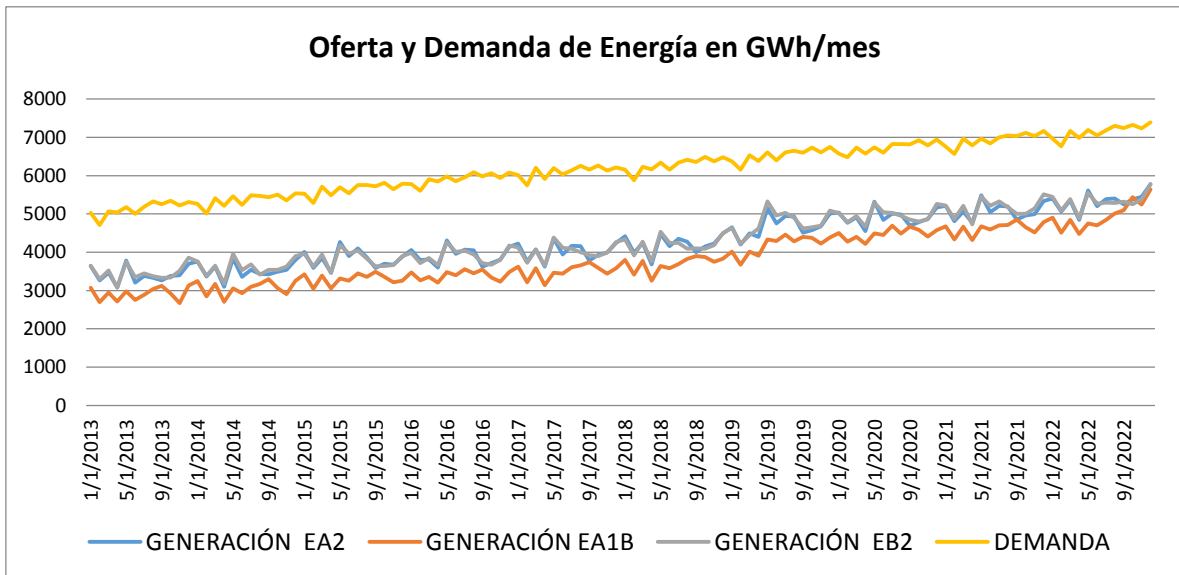


Figura 60 Oferta y Demanda de Energía bajo los escenarios hidrológicos considerados del IDEAM

El nivel de oferta de energía generado como resultados de los escenarios hidrológicos del IDEAM considerados, no alcanza ninguno de ellos a cubrir el nivel de demanda medio establecido sin el aporte significativo de la generación térmica.

8.4. Análisis de Resultados General

Frente al ingreso de gran capacidad hidroeléctrica en el mercado eléctrico colombiano, como es el caso de Sogamoso en el 2014 y la primera fase de Pescadero en el 2018, el modelo desarrollado arroja resultados que permiten evidenciar el comportamiento reactivo de los agentes sobre su participación en el mercado, con el propósito de garantizar un nivel de generación económicamente eficiente.

Los agentes que tienen una mayor capacidad de regulación presentan una generación con una menor variabilidad, mientras que los agentes que tienen una menor capacidad de regulación presentan una variabilidad mayor, variabilidad cercana al comportamiento de los afluentes hidrológicos. Es importante notar que este efecto, propio del modelo de teoría de juegos, es impactado sensiblemente por el nivel de contratación a largo plazo que tengan los agentes en el mercado.

La menor variabilidad en la generación de los agentes estratégicos se presenta para periodos de condiciones extremas, es decir, donde la energía afluente a sus embalses se reduce significativamente o se presenta en gran exceso. Esto implica que los agentes estratégicos frente a los escenarios hidrológicos extremos tienen menor margen de maniobra para implementar estrategias de mercado resultantes de una gestión óptima de sus recursos.

Dado que el análisis de vulnerabilidad del sector eléctrico frente al cambio climático es un análisis de largo plazo, se debe tener presente que, los valores presentados corresponden a valores promedios mensuales tanto para la generación como para los precios, por lo tanto, comportamientos típicos de la operación diaria o semanal como son los periodos de alta y baja demanda quedan atenuados en la resolución mensual del modelo desarrollado.

El incremento de las plantas menores e inclusive de plantas despachadas centralmente pero filo de agua ha venido siendo alto en los últimos años, sumado a los proyectos que actualmente se encuentran en la fase de diseño, y viabilidad, hacen que el componente de la generación de este tipo de plantas dentro de la canasta energética será cada vez más relevante. Este mayor componente de generación a filo de agua está totalmente expuesto a los impactos hidrológicos debido a que no tienen ninguna capacidad de regulación.

Al igual que en el estudio realizado por el Consorcio Energético Corpoema para la UPME en 2010, se concluye que, las plantas hidroeléctricas correspondientes a los grandes embalses están ubicadas sobre las regiones deficitarias en precipitación resultado del fenómeno de EL NIÑO. En las regiones en donde aumenta la precipitación desafortunadamente no existen proyectos hidroeléctricos de gran tamaño.

Para los escenarios de análisis de sensibilidad considerados con variaciones de + y - 10% y de + y -20% sobre las precipitaciones y las escorrentías, el mejor desempeño del mercado con base en el precio observado fue el E24, es decir, aquel donde la energía afluente fue mayor, correspondiente a un incremento

de las precipitaciones y las escorrentías en un 20%, generando teóricamente el menor valor de precio posible para la energía de 41.04 COP/kWh con un 95% de probabilidad de ser superado, definido por el valor del Cargo por Confiabilidad y otros costos variables que constituyen el costo equivalente de la energía.

Se observó valores propios de una competencia oligopólica que definieron niveles de precios de 123.89 COP/kWh en promedio, con presencia de valores máximo 160.73 COP/kWh y mínimo 107.35 COP/kWh, por ejemplo para un escenario de reducción en un 20% de las precipitaciones y las escorrentías.

De igual forma, considerando una probabilidad del 95% de ser superados los valores de las variables establecidas, para los escenarios definidos por el IDEAM se encontró una respuesta típica del mercado. Se observó en términos generales que, antes del ingreso de una gran capacidad hidroeléctrica como es el caso de Pescadero Ituango, el precio de la energía fluctuó alrededor de un valor medio igual 113 COP/kWh para el escenario EA1B y de 102 COP/kWh para los otros dos escenarios EA2 y EB2. Luego del ingreso de Pescadero Ituango, el precio de la energía se reduce significativamente, llegando su valor mínimo posible definido por el CEE.

Sin embargo, análisis de resultados sobre los valores de las variables de decisión, oferta, demanda y precio, para un 50% de probabilidad de ser superados, se encontró valores mayores de precios, tanto para los escenarios de sensibilidad como para los del IDEAM, así por ejemplo el escenario 9 generó un precio de 149 COP/kWh en promedio y el escenario 24, de 41.04 COP/kWh. El escenario 0 generó un precio de 125 COP/kWh en promedio antes del 2018, y 82 COP/kWh después del 2018.

Los resultados de los escenarios EA2 y EB2 del IDEAM fueron similares, con precio promedio antes de 2018 de 146 COP/kWh, y de 148 COP/kWh para el escenario EA1B. Sin embargo, después de 2018, los precios resultantes fueron 138 COP/kWh y 146 COP/kWh, respectivamente.

De lo anterior se concluye que el modelo desarrollado presentó un comportamiento esperado para la formación del precio de la energía, determinado por la disponibilidad y gestión de los recursos de los agentes estratégicos considerados.

Los valores de precios resultantes para cada uno de los escenarios probados definen que el sistema eléctrico colombiano tendría un alto nivel de preparación para afrontar el cambio climático en el largo plazo. Esto es debido al ingreso de grandes fuentes de generación hidráulico y térmico en las fechas establecidas en el plan de expansión vigente, que bajo los supuestos de disponibilidad plena en el suministro y transporte del combustible responde adecuadamente a las necesidades del mercado.

9. VULNERABILIDAD DE LOS EMBALSES AGREGADOS

9.1 Introducción

Este capítulo analiza la vulnerabilidad de cada uno de los embalses agregados frente al cambio climático. Esto con el fin de priorizar aquellos que presentan una mayor exposición a las amenazas futuras de acuerdo con los escenarios climáticos proyectados. Esta priorización es un insumo para la identificación de las medidas de adaptación que permitan reducir la exposición y/o vulnerabilidad del SIN, a las amenazas actuales y futuras asociadas al cambio climático y la variabilidad climática.

La priorización de los embalses se hizo teniendo en cuenta cinco factores:

- La magnitud del cambio en las afluencias al embalse como consecuencia del cambio climático
- La magnitud de los aumentos en la variabilidad climática como consecuencia del cambio climático
- El número de meses del año en los que la variabilidad climática aumentaría como consecuencia del cambio climático
- La importancia relativa en términos de capacidad de generación de energía eléctrica que el embalse representa para el país
- La Resiliencia del Embalse, dada por su capacidad para recuperarse de perturbaciones climáticas extremas. Esto se determina con base en la capacidad de almacenamiento del embalse.

Una vez establecidos los factores anteriores para cada embalse agregado, se procede a calcular el Índice de Vulnerabilidad de dicho embalse a través de la siguiente ecuación:

Ecuación 4

$$\text{Índice de Vulnerabilidad} = 100 * \frac{[-\Delta A] * NM * ReR}{OVC * IR}$$

Donde:

- ΔA corresponde al porcentaje de cambio en las afluencias al embalse como consecuencia del cambio climático
- NM es el número de meses del año en los que la variabilidad climática aumentaría como consecuencia del cambio climático.
- ReR es la Resiliencia relativa del embalse, determinada a partir de la capacidad de almacenamiento total de los embalses físicos que componen el embalse agregado. Varía entre 1 y 11; donde 1 es el embalse más resiliente.
- OVC es el Orden según la Variabilidad Climática. Varía entre 1 y 11; donde 1 es el embalse que tendrá un mayor aumento en la variabilidad climática.
- IR es la Importancia Relativa que el embalse representa para el país en términos de capacidad de generación de energía. Es un número del 1 al 11, donde 1 corresponde al embalse agregado cuyas centrales de generación tienen la mayor capacidad instalada.

Como resultado de la priorización, se clasifican los embalses de acuerdo a su vulnerabilidad en cuatro niveles:

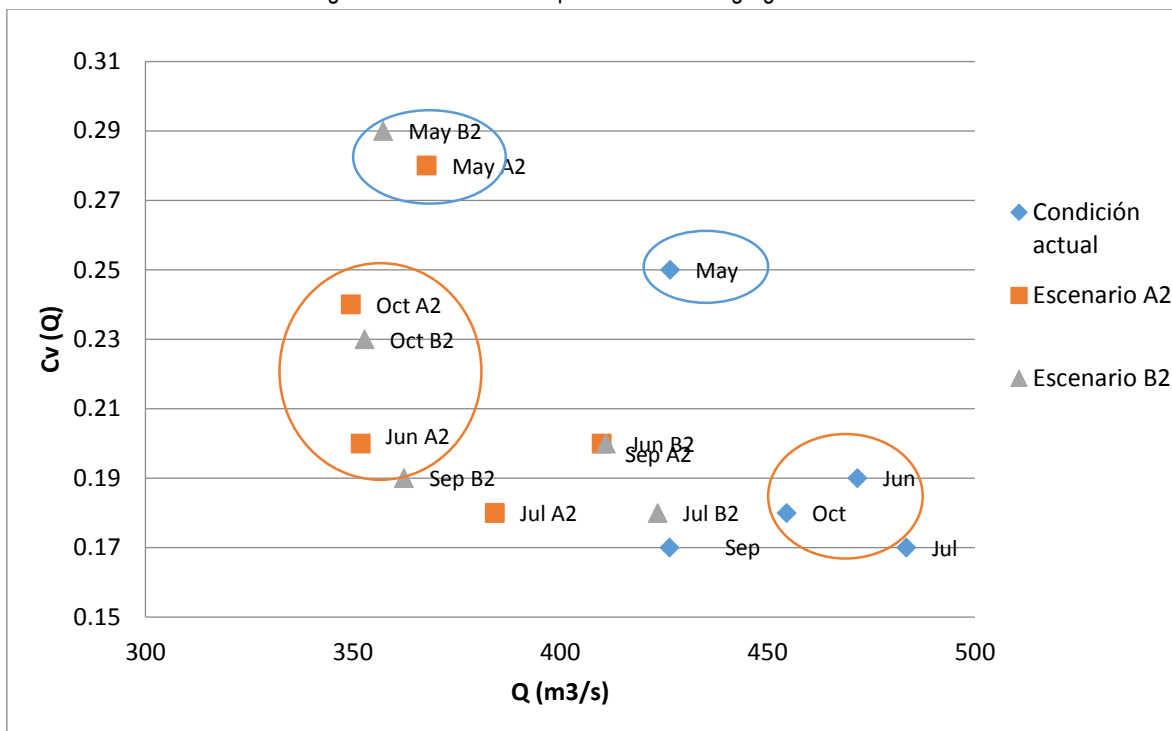
5. **Nivel 1:** Embalses agregados con Índice de Vulnerabilidad mayor a 100. Son los embalses agregados más vulnerables y expuestos a las amenazas del cambio climático. Su capacidad para generar energía en el futuro se podría ver seriamente limitada o condicionada por el cambio climático y la variabilidad climática. Estos embalses serán prioritarios para la definición de las medidas de adaptación.
6. **Nivel 2:** Embalses agregados con Índice de Vulnerabilidad menor a 100 y mayor a 10. Son embalses agregados cuya capacidad para generar energía en el futuro podría verse limitada o condicionada por el cambio climático y la variabilidad climática. Si bien no se espera que estos embalses sufran efectos significativos, las consecuencias del cambio climático sobre su capacidad de generación deben ser consideradas.
7. **Nivel 3:** Embalses agregados con Índice de Vulnerabilidad menor a 10 y mayor a 0. Son embalses agregados cuya capacidad para generar energía podría verse ligeramente limitada o condicionada por el cambio climático y la variabilidad climática. Se recomienda considerar los efectos del cambio climático sobre su capacidad de generación, especialmente en el largo plazo.
8. **Nivel 4:** Embalses agregados con Índice de Vulnerabilidad negativo. Son aquellos embalses que probablemente no se verán afectados negativamente por el cambio climático, pudiendo incluso resultar beneficiados. Para estos embalses el cambio climático podría constituir una oportunidad más que una amenaza.

9.1.1 Caribe

Como consecuencia del cambio climático, el modelo desarrollado en este estudio señala que para el Embalse Agregado Caribe podría esperarse una disminución entre el 13 y el 15% en las afluencias anuales. Asimismo, es de esperarse que el Coeficiente de Variación, que es una medida de la variabilidad climática, aumente para los meses de Mayo, Junio, Julio, Octubre y Septiembre.

La figura siguiente ilustra la Vulnerabilidad para el embalse agregado Caribe. Como se muestra en la figura, se espera que los meses de Mayo, Junio, Julio y Octubre, que actualmente son algunos de los de mayores afluencias, en el futuro vean esas afluencias significativamente reducidas. Lo anterior cobra especial relevancia si se tiene en cuenta que la variabilidad climática también aumentará en todos estos meses (Mayo, Junio, Julio y Octubre), con lo cual las épocas secas puedan llegar a ser aún más secas.

Figura 61. Vulnerabilidad para el embalse agregado Caribe



Para este embalse se tiene:

- Magnitud en la disminución de las afluencias (promedio anual): 14%
- Orden según los aumentos en variabilidad climática: 8 de 11
- Número de meses en los que la variabilidad climática aumentaría: 5
- Importancia relativa del embalse (Capacidad Instalada de Generación de 340 MW): 10 de 11
- Orden según Resiliencia del Embalse (siendo 1 el más resiliente y 11 el menos): 4 de 11

Índice de Vulnerabilidad: 3.5

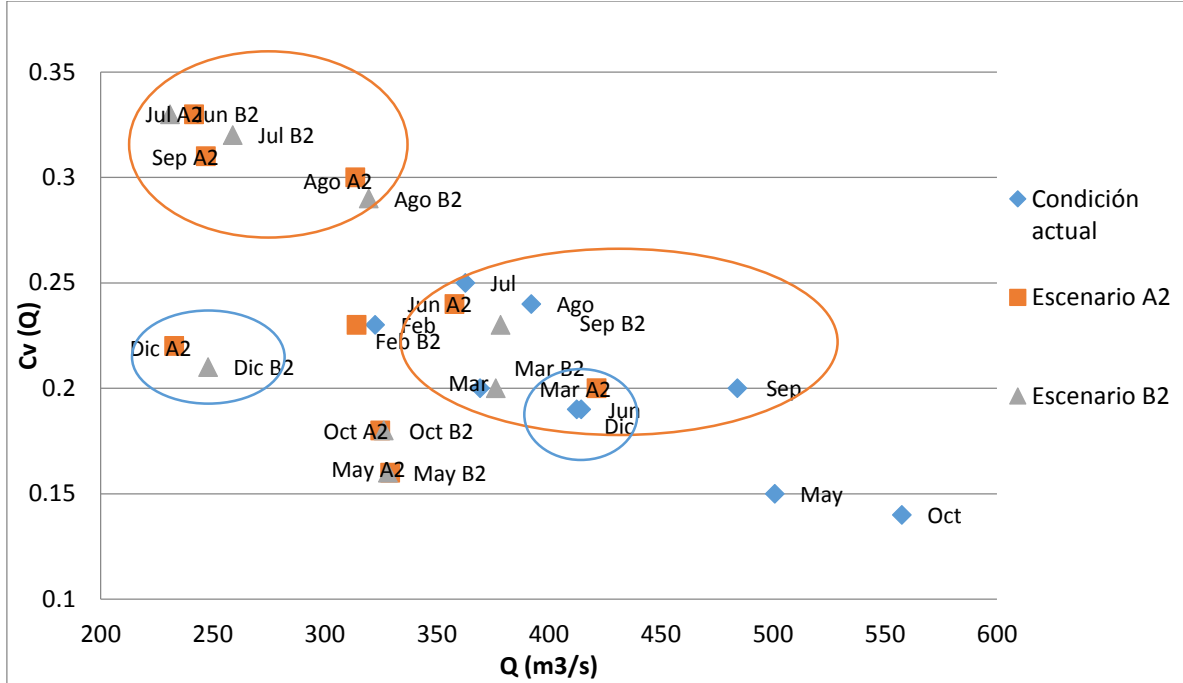
Nivel de clasificación de Vulnerabilidad: Nivel 2

9.1.2 Antioquia 1

Para el embalse agregado Antioquia 1 se estima que la reducción en las afluencias sería cercana al 25%. La variabilidad climática para este embalse aumentaría en 9 de los 12 meses del año (no aumentaría en Enero, Abril y Noviembre).

Resultan de particular interés los meses de Junio, Julio, Agosto, Septiembre y Diciembre debido a las significativas reducciones en las afluencias y los aumentos en variabilidad que se proyectan en estos meses.

Figura 62. Vulnerabilidad para el embalse agregado Antioquia 1



Para este embalse se tiene:

- Magnitud en la disminución de las afluencias: 25%
- Orden según los aumentos en variabilidad climática: 2 de 11.
- Número de meses en los que la variabilidad climática aumentaría: 9
- Importancia relativa del embalse (Capacidad Instalada de Generación de 1309 MW¹⁶¹): 4
- Orden según Resiliencia del Embalse: 6 de 11

Índice de Vulnerabilidad: 168.8

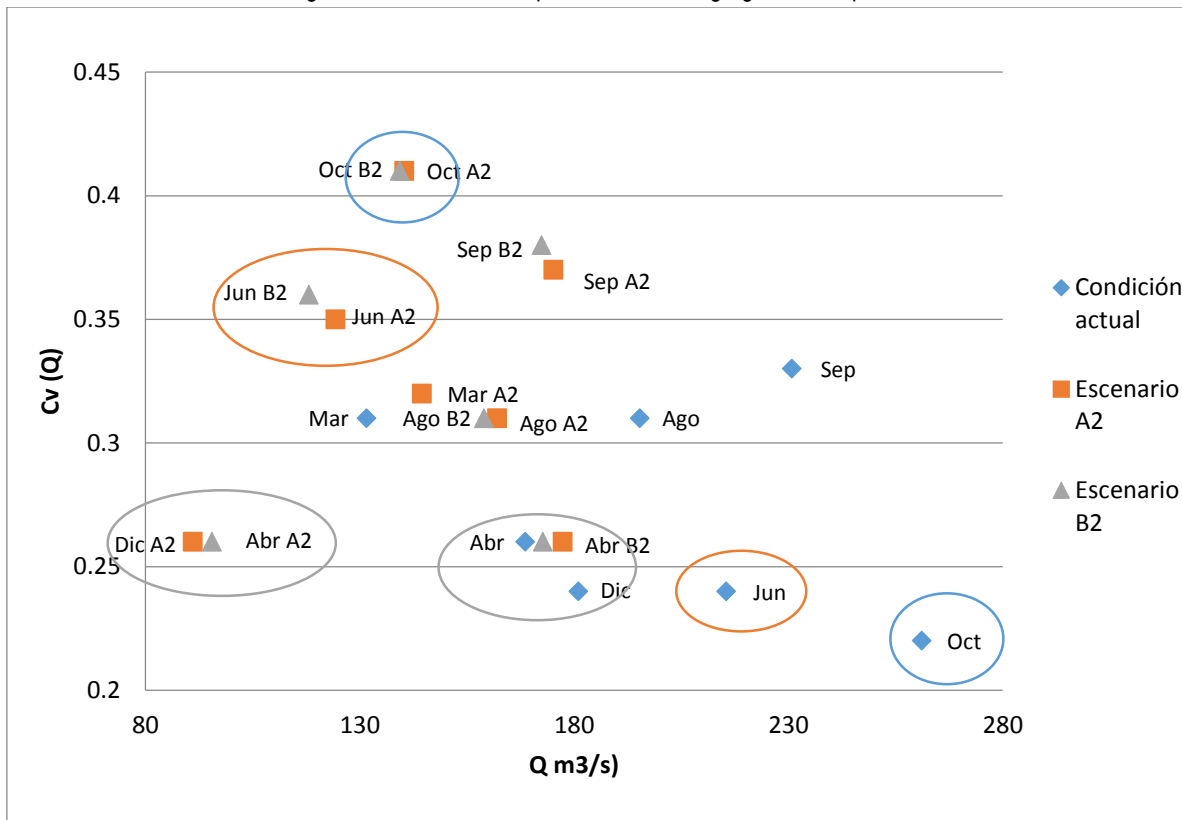
Nivel de clasificación de Vulnerabilidad: Nivel 1.

9.1.3 Antioquia 2

En el caso de Antioquia 2, las afluencias se reducirán en un 28%. Esta reducción se dará en casi todos los meses del año. Vale la pena destacar las variaciones que se esperan en los meses de Junio, Octubre y Diciembre. Estas variaciones se encuentran resaltadas en la figura siguiente.

¹⁶¹ Dada por Playas, Peñol, San Lorenzo, Calderas, Provenir II.

Figura 63. Vulnerabilidad para el embalse agregado Antioquia 2



Para este embalse se tiene:

- Magnitud en la disminución de las afluencias: 28%
- Orden según los aumentos en variabilidad climática: 3 de 11
- Número de meses en los que la variabilidad climática aumentaría: 10
- Importancia relativa del embalse (Capacidad Instalada de Generación de 1309 MW¹⁶²): 3
- Orden según Resiliencia del Embalse: 9 de 11

Índice de Vulnerabilidad: 280.0

Nivel de clasificación de Vulnerabilidad: Nivel 1.

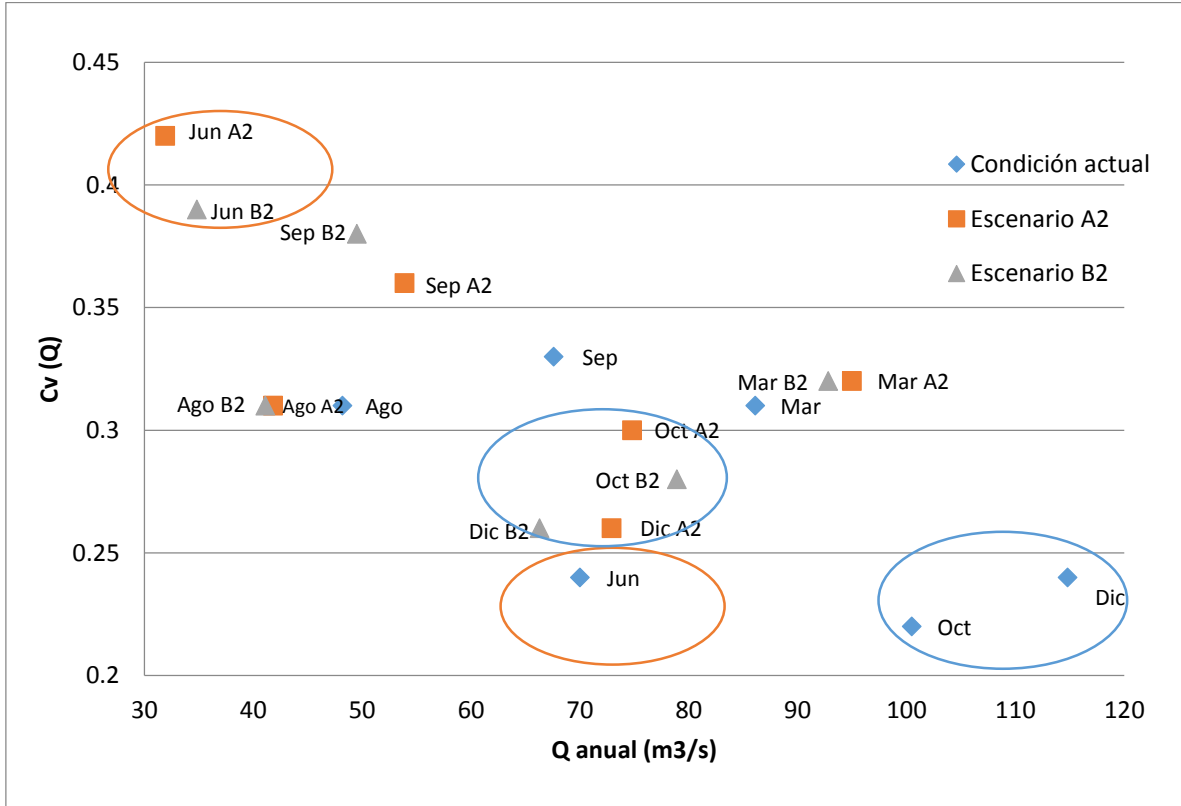
9.1.4 Caldas

El modelo desarrollado muestra que para el embalse Caldas las afluencias se verán reducidas en un 23% aproximadamente. Es de resaltar el comportamiento que se espera en los meses de Junio, Octubre y

¹⁶² Dada por Troneras, Miraflores, Guadalupe, Tasajera, Porce II, Porce III, Porce IV

Diciembre, en los que no solamente se reducirán los aportes en términos de afluencias de manera significativa, sino que se tendrá una variabilidad climática considerablemente mayor en el futuro.

Figura 64. Vulnerabilidad para el embalse agregado Caldas



Para este embalse se tiene:

- Magnitud en la disminución de las afluencias: 22%
- Orden según los aumentos en variabilidad climática: 4 de 11
- Número de meses en los que la variabilidad climática aumentaría: 6
- Importancia relativa del embalse (Capacidad Instalada de Generación de 396 MW¹⁶³): 9
- Orden según Resiliencia del Embalse: 9 de 11.

Índice de Vulnerabilidad: 36.7

Nivel de clasificación de Vulnerabilidad: Nivel 2.

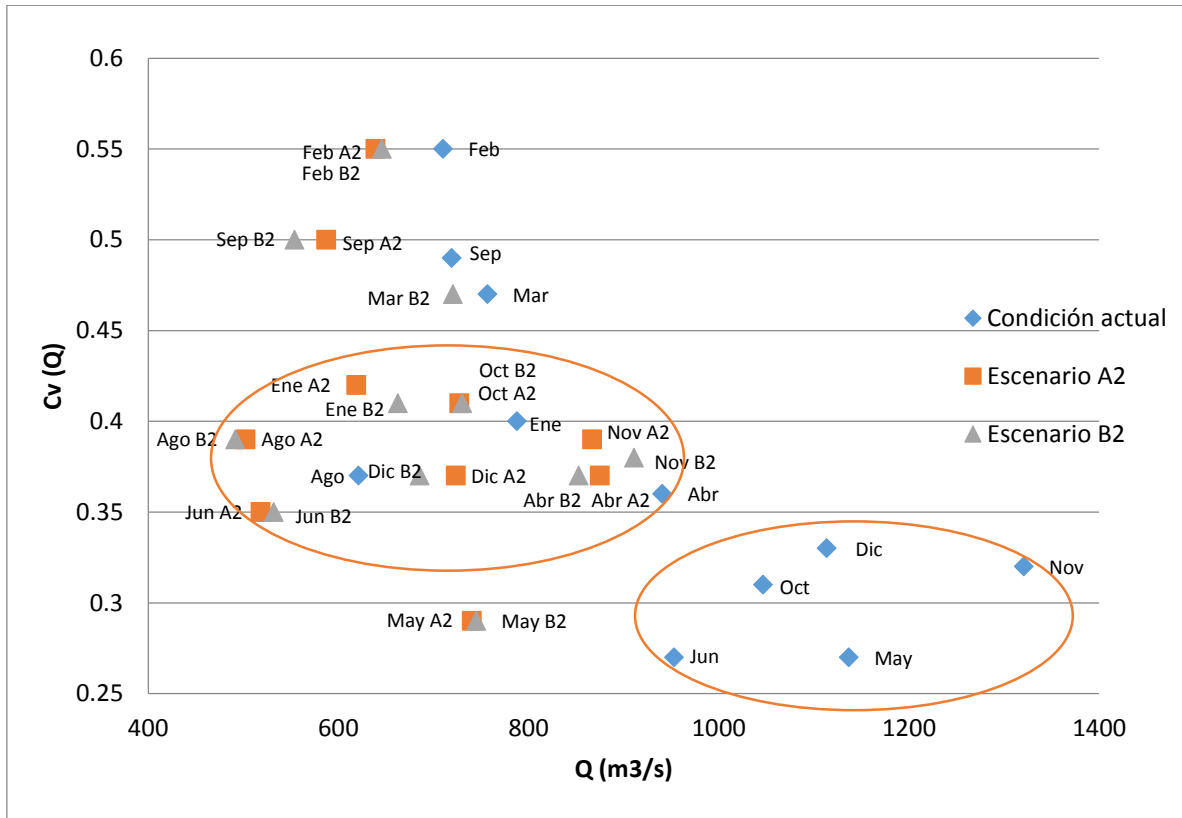
9.1.5 Cauca

Como consecuencia del cambio climático, en el embalse agregado Cauca las afluencias disponibles disminuirán cerca del 26%. Este es un caso crítico debido a la importancia que el embalse tiene para el país,

¹⁶³ Dada por Miel I

a la significativa reducción de las afluencias que se dará en prácticamente en todos los meses del año, y a los aumentos en la variabilidad climática que se proyectan como consecuencia del cambio climático.

Figura 65. Vulnerabilidad para el embalse agregado Cauca



Para este embalse se tiene:

- Magnitud en la disminución de las afluencias: 26%
- Orden según los aumentos en variabilidad climática: 5 de 11
- Número de meses en los que la variabilidad climática aumentaría: 10
- Importancia relativa del embalse (Capacidad Instalada de Generación de 2750 MW¹⁶⁴): 1 de 11
- Orden según Resiliencia del Embalse: 3 de 11

Índice de Vulnerabilidad: 156.0

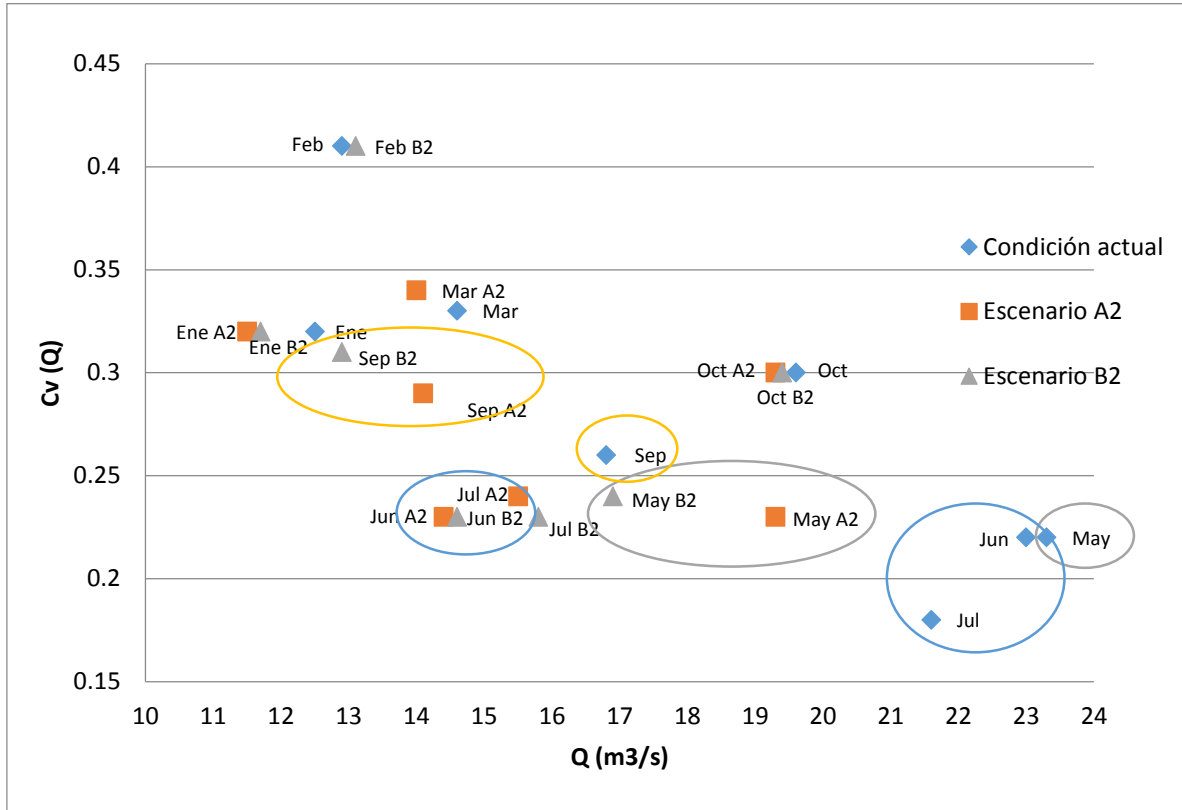
Nivel de clasificación de Vulnerabilidad: Nivel 1.

¹⁶⁴ Dada por Cerneguada, San Francisco, Ituango, Salvajina

9.1.6 Tolima

Para el embalse agregado Tolima se espera una reducción en las afluencias entre el 15 y el 16%. Si bien este es el embalse agregado con la menor capacidad instalada y la reducción esperada en las afluencias es moderada, es importante considerar los efectos que el cambio climático tendrá en el comportamiento de las afluencias en los meses de Mayo, Junio, Julio y Septiembre.

Figura 66. Vulnerabilidad para el embalse agregado Tolima



Para este embalse se tiene:

- Magnitud en la disminución de las afluencias: 15%
- Orden según los aumentos en variabilidad climática: 9 de 11
- Número de meses en los que la variabilidad climática aumentaría: 7
- Importancia relativa del embalse (Capacidad Instalada de Generación de 174 MW¹⁶⁵): 11 de 11
- Orden según Resiliencia del Embalse: 8 de 11

Índice de Vulnerabilidad: 8.5

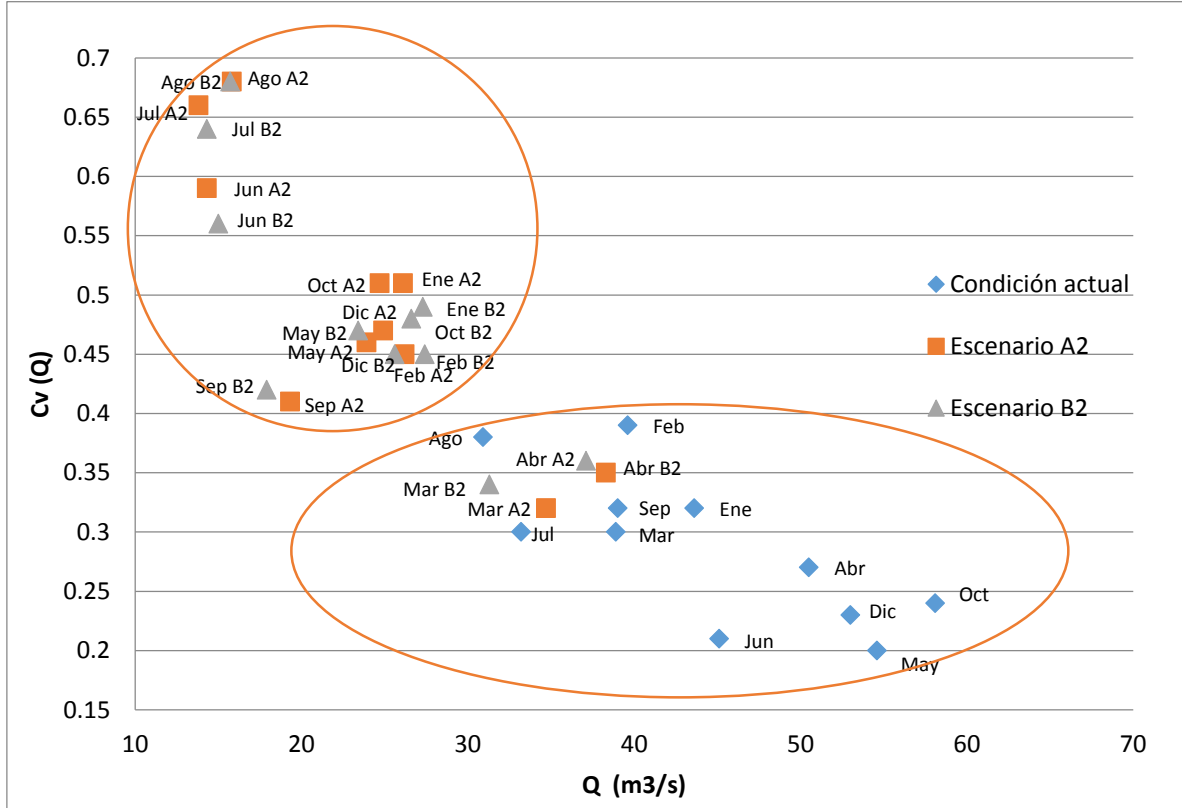
Nivel de clasificación de Vulnerabilidad: Nivel 3.

¹⁶⁵ Dada por Amoyá, Cucuná y Prado

9.1.7 Pacífico

El caso del embalse Pacífico es uno de los más críticos. Se espera que las afluencias se vean reducidas en cerca del 47%. Además, es el embalse que sufrirá de mayores aumentos en la variabilidad climática como consecuencia del cambio climático, y es el embalse menos resiliente de todos. La reducción en las afluencias y el aumento en la variabilidad se darán en prácticamente todos los meses del año.

Figura 67. Vulnerabilidad para el embalse agregado Pacífico



Para este embalse se tiene:

- Magnitud en la disminución de las afluencias: 47%
- Orden según los aumentos en variabilidad climática: 1 de 11
- Número de meses en los que la variabilidad climática aumentaría: 11
- Importancia relativa del embalse (Capacidad Instalada de Generación de 571 MW¹⁶⁶): 8 de 11
- Orden según Resiliencia del Embalse: 11 de 11

Índice de Vulnerabilidad: 710.9

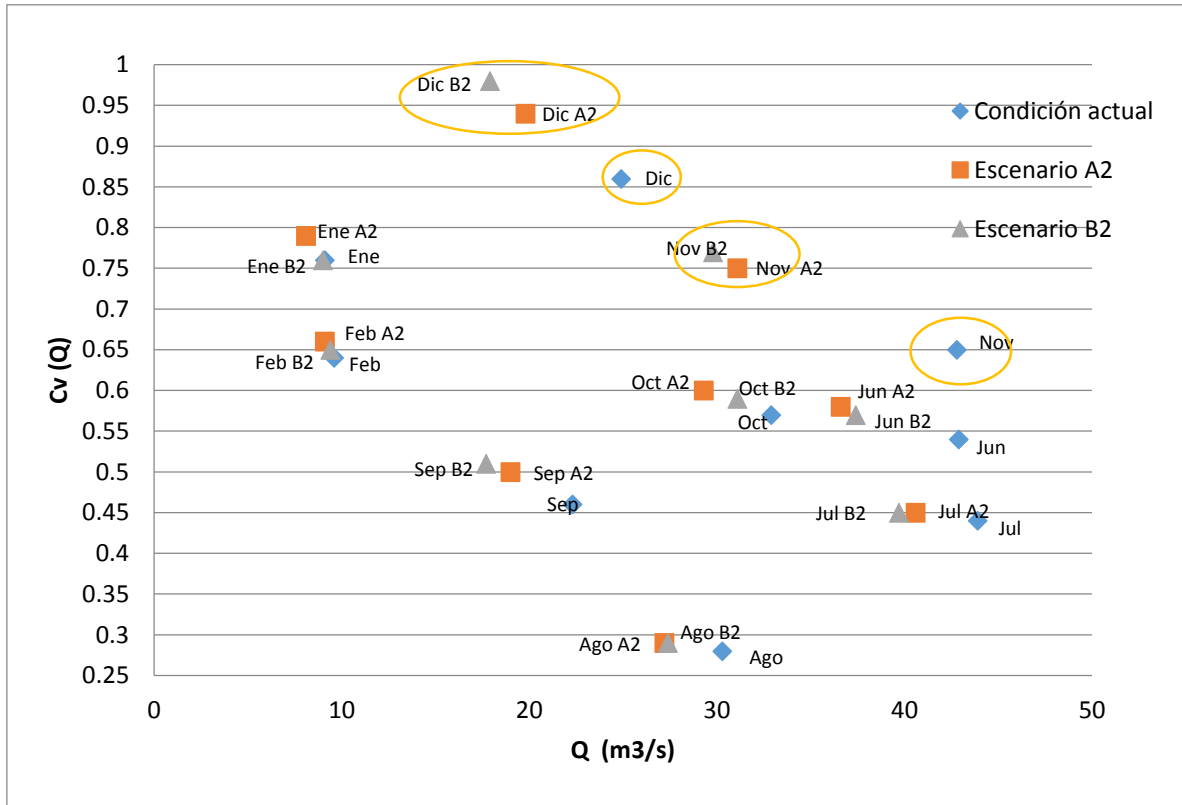
Nivel de clasificación de Vulnerabilidad: Nivel 1.

¹⁶⁶ Dada por Calima, Alto Anchicayá y Bajo Anchicaya

9.1.8 Bogotá

El embalse agregado Bogotá tendrá una reducción en las afluencias cercana al 9%. Debido a que el aumento esperado en la variabilidad climática y la generación en el embalse son relativamente bajas, su índice de vulnerabilidad también resulta ser bajo. No obstante, vale la pena resaltar el comportamiento esperado para los meses de Noviembre y Diciembre, en los que las afluencias se verán severamente reducidas y la variabilidad climática aumentará considerablemente.

Figura 68. Vulnerabilidad para el embalse agregado Bogotá



Para este embalse se tiene:

- Magnitud en la disminución de las afluencias: 9%
- Orden según los aumentos en variabilidad climática: 10 de 11
- Número de meses en los que la variabilidad climática aumentaría: 9
- Importancia relativa del embalse (Capacidad Instalada de Generación de 625 MW¹⁶⁷): 7 de 11
- Orden según Resiliencia del Embalse: 7 de 11

Índice de Vulnerabilidad: 8.1

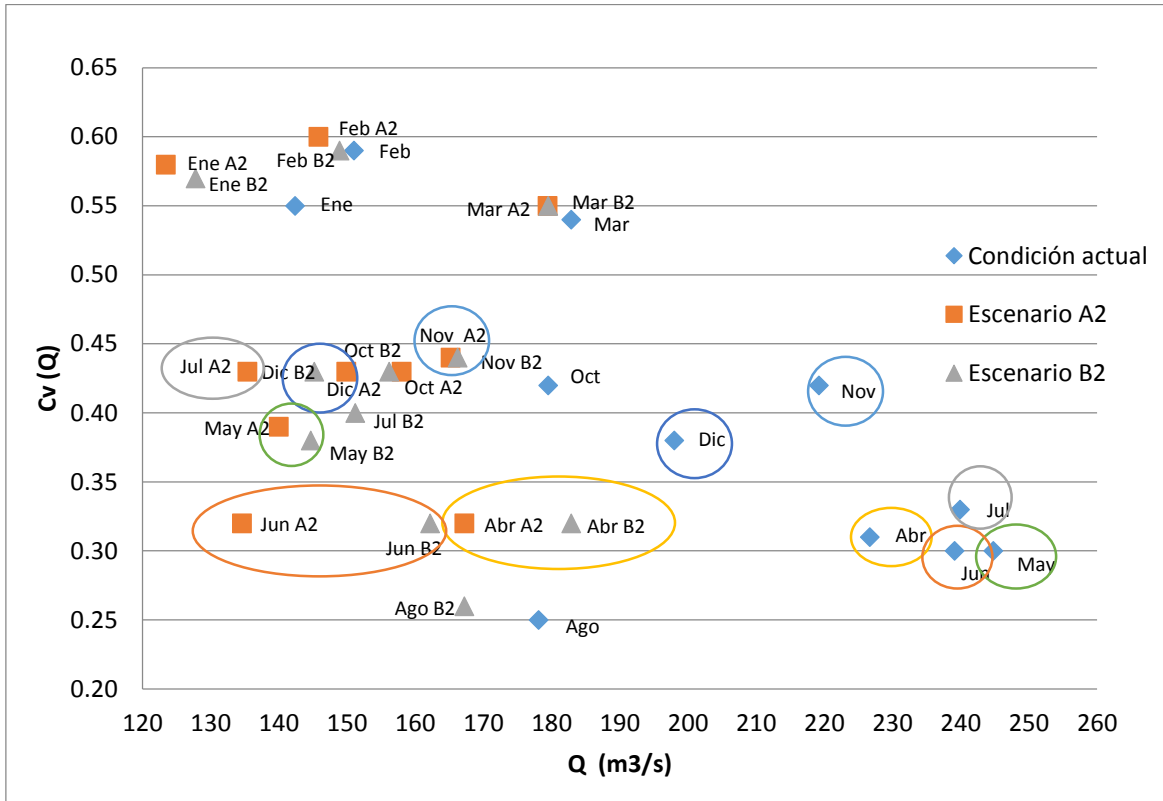
¹⁶⁷ Dada por Muña y Chuza

Nivel de clasificación de Vulnerabilidad: Nivel 3.

9.1.9 Huila

Como consecuencia del cambio climático, en el embalse Huila las afluencias se reducirán cerca del 19%. En los meses de Abril a Julio y Noviembre y Diciembre el embalse sufrirá de importantes reducciones en las afluencias que recibe. A pesar de lo anterior, es el segundo embalse agregado con mayor resiliencia en el país, lo cual contribuye a disminuir su vulnerabilidad.

Figura 69. Vulnerabilidad para el embalse agregado Huila



Para este embalse se tiene:

- Magnitud en la disminución de las afluencias: 19%
- Orden según los aumentos en variabilidad climática: 7 de 11
- Número de meses en los que la variabilidad climática aumentaría: 10
- Importancia relativa del embalse (Capacidad Instalada de Generación de 940 MW¹⁶⁸): 5 de 11
- Orden según Resiliencia del Embalse: 2 de 11

¹⁶⁸ Dada por Betania y Quimbo

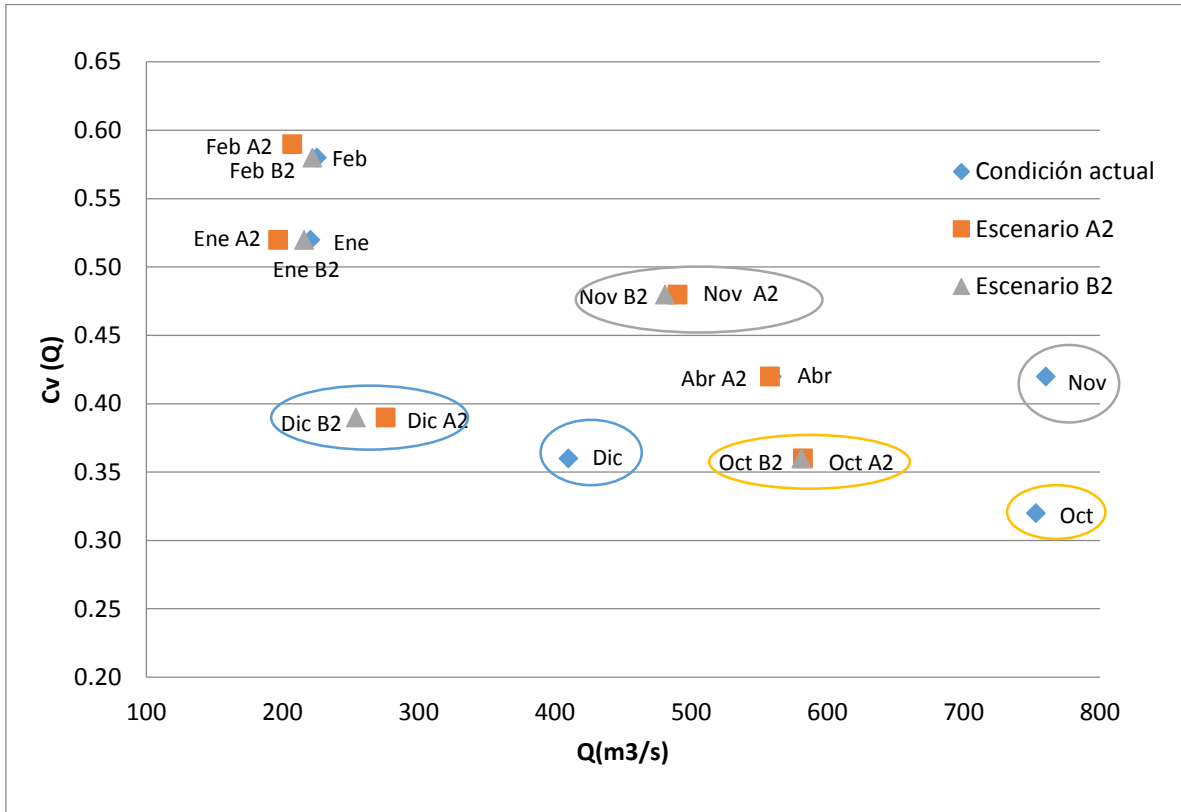
Índice de Vulnerabilidad: 10.9

Nivel de clasificación de Vulnerabilidad: Nivel 2.

9.1.10 Oriente 1

Las afluencias disponibles en el embalse Oriente 1 se reducirán entre el 12 y el 13%. Es el embalse que sufrirá los menores aumentos en variabilidad climática, y gracias a la gran capacidad de almacenamiento de Sogamoso, tendrá la mayor resiliencia en el país. Vale la pena resaltar los efectos que el cambio climático tendrá sobre las afluencias en los meses de Octubre a Diciembre.

Figura 70. Vulnerabilidad para el embalse agregado Oriente 1



Para este embalse se tiene:

- Magnitud en la disminución de las afluencias: 13%
- Orden según los aumentos en variabilidad climática: 11
- Número de meses en los que la variabilidad climática aumentaría: 6
- Importancia relativa del embalse (Capacidad Instalada de Generación de 800 MW¹⁶⁹): 6
- Orden según Resiliencia del Embalse: 1

¹⁶⁹ Dada por Sogamoso

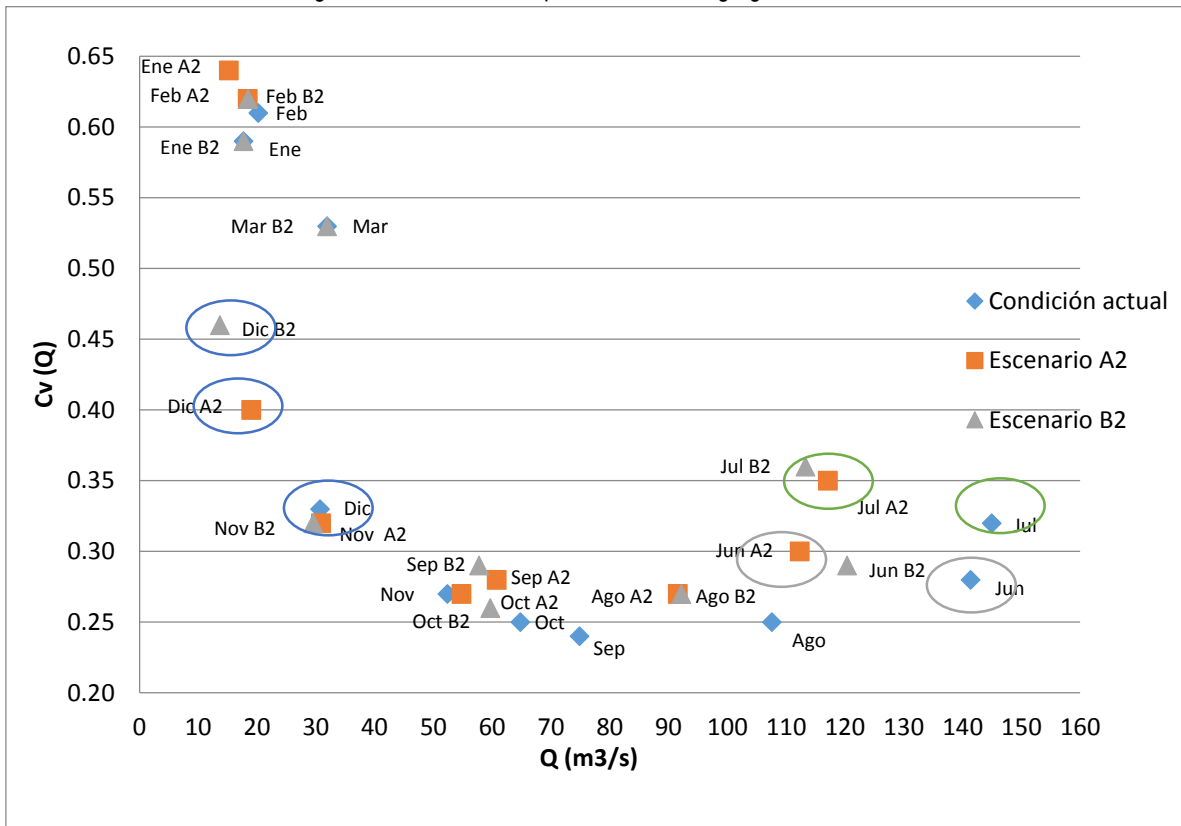
Índice de Vulnerabilidad: 1.2

Nivel de clasificación de Vulnerabilidad: Nivel 3.

9.1.11 Oriente 2

En el embalse Oriente 2 es de esperar que las afluencias se reduzcan un 10% como consecuencia del cambio climático. Vale la pena destacar las reducciones en las afluencias que se espera en los meses de Junio, Julio y Diciembre. Si bien los aumentos en la variabilidad climática y la reducción en las afluencias son moderados, es el segundo embalse con la mayor capacidad instalada de generación en el país, lo cual contribuye a incrementar su indicador de vulnerabilidad.

Figura 71. Vulnerabilidad para el embalse agregado Oriente 2



Para este embalse se tiene:

- Magnitud en la disminución de las afluencias: 10%
- Orden según los aumentos en variabilidad climática: 6
- Número de meses en los que la variabilidad climática aumentaría: 9

- Importancia relativa del embalse (Capacidad Instalada de Generación de 2213 MW¹⁷⁰): 2
- Orden según Resiliencia del Embalse: 5

Índice de Vulnerabilidad: 37.5

Nivel de clasificación de Vulnerabilidad: Nivel 2.

9.2 Vulnerabilidad de los embalses agregados

La tabla a continuación resume los resultados encontrados para todos los embalses agregados.

Tabla 23. Vulnerabilidad de los embalses agregados

Embalse	Cambio en afluencias ¹⁷¹	Orden según aumento en Variabilidad ¹⁷²	No. de meses en que aumenta Variabilidad ¹⁷²	Imp. relativa del embalse ¹⁷²	Orden según resiliencia ¹⁷³	Índice de Vulnerabilidad Relativo	Nivel de Vulnerabilidad
Caribe	-14%	8	5	10	4	3,5	3
Antioquia 1	-25%	2	9	4	6	168,8	1
Antioquia 2	-28%	3	10	3	9	280,0	1
Caldas	-22%	4	6	9	10	36,7	2
Cauca	-26%	5	10	1	3	156,0	1
Tolima	-15%	9	7	11	8	8,5	3
Pacífico	-47%	1	11	8	11	710,9	1
Bogotá	-9%	10	9	7	7	8,1	3
Huila	-19%	7	10	5	2	10,9	2
Oriente 1	-13%	11	6	6	1	1,2	3
Oriente 2	-10%	6	9	2	5	37,5	2

Embalses más Vulnerables (Nivel 1):

- Pacífico
- Cauca
- Antioquia 2
- Antioquia 1

¹⁷⁰ Dada por Chivor y Guavio

¹⁷¹ Promedio anual

¹⁷² Por su capacidad instalada de generación

¹⁷³ Dada por la capacidad de almacenamiento de los embalses reales dentro del embalse agregado

Embalses con Vulnerabilidad Nivel 2:

- Caldas
- Huila
- Oriente 2

Embalses con Vulnerabilidad Nivel 3:

- Caribe
- Tolima
- Bogotá
- Oriente 1

Vale pena resaltar que ningún embalse agregado resulta tener un Índice de Vulnerabilidad Negativo, por lo que ninguno es clasificado dentro del Nivel 4 de Vulnerabilidad. Lo anterior implica que, en realidad, no se espera que el cambio climático genere oportunidades para el aumento en la generación en ningún embalse. Por el contrario, todos los embalses agregados se verían afectados negativamente en cuanto a su capacidad efectiva de generación.

9.3 Índice de Vulnerabilidad absoluto de los embalses agregados

De manera adicional al índice de vulnerabilidad relativo que se presentó en la sección anterior, se calculó también un índice de vulnerabilidad absoluto para cada embalse agregado. Este índice tiene la utilidad de permitir evaluar el cambio en el tiempo de la vulnerabilidad de cierto embalse, sin que dicha evaluación dependa de los demás embalses, como sucede en el caso del índice relativo.

De esta manera, el ejercicio realizado permite tener dos tipos de Índices de Vulnerabilidad

1. **Un índice Relativo.** Permite comparar y priorizar los embalses de acuerdo al más vulnerable. De esta manera se puede determinar cuáles embalses son los más vulnerables y ameritan más atención y urgencia en la implementación de medidas de adaptación
2. **Un índice Absoluto.** Permite evaluar los cambios en el nivel de vulnerabilidad para determinado embalse en el tiempo. De esta manera es posible determinar el impacto y la efectividad de las medidas implementadas para reducir la vulnerabilidad del embalse analizado

El índice de vulnerabilidad absoluto se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 5

$$\text{Índice de Vulnerabilidad Absoluto} = \frac{[-\Delta A] * NM * CG}{ReA}$$

Donde:

- ΔA corresponde al porcentaje de cambio en las afluencias al embalse como consecuencia del cambio climático
- NM es el número de meses del año en los que la variabilidad climática aumentaría como consecuencia del cambio climático.

- *ReA* es la Resiliencia absoluta del embalse, determinada a partir de la capacidad de almacenamiento total de los embalses físicos que componen el embalse agregado. Medido en hectómetros cúbicos
- *CG*. Es la capacidad de generación del embalse, determinada a partir de la capacidad de generación total de los embalses reales que componen el embalse agregado. Medido en MW.

Como resultado de la priorización, se clasifican los embalses de acuerdo a su vulnerabilidad al igual que en el caso del índice relativo.

La tabla a continuación resume los resultados encontrados para todos los embalses agregados.

Tabla 24. Vulnerabilidad de los embalses agregados

Embalse	Cambio en afluencias ¹⁷⁴	No. de meses en que aumenta Variabilidad	Capacidad de Generación (MW)	Resiliencia Absoluta (Hm ³) ¹⁷⁵	Índice de Vulnerabilidad Absoluto
Caribe	-14%	5	340	1.890	0,13
Antioquia 1	-25%	9	1309	1.770	1,66
Antioquia 2	-28%	10	2081	689	8,46
Caldas	-22%	6	396	656	0,80
Cauca	-26%	10	2750	3.489	2,05
Tolima	-15%	7	173,9	966	0,19
Pacífico	-47%	11	571	631	4,68
Bogotá	-9%	9	625	1.188	0,43
Huila	-19%	10	940	4.257	0,42
Oriente 1	-13%	6	800	4.800	0,13
Oriente 2	-10%	9	2213	1.8211	1,09

Este ejercicio arroja un resultado muy similar al cálculo del Índice de Vulnerabilidad Relativo:

Embalses con Vulnerables alta

- Pacífico
- Cauca
- Antioquia 2
- Antioquia 1
- Oriente 2

Embalses con Vulnerabilidad media

- Caldas

¹⁷⁴ Promedio anual

¹⁷⁵ Dada por la capacidad de almacenamiento de los embalses reales dentro del embalse agregado

- Huila
- Bogotá

Embalses con Vulnerabilidad baja

- Caribe
- Tolima
- Oriente 1

Nuevamente, ningún embalse agregado resulta tener un Índice de Vulnerabilidad Negativo, por lo que no se espera que el cambio climático genere oportunidades para el aumento en la generación en ningún embalse.

10. MEDIDAS DE ADAPTACIÓN

10.1. MEDIDAS DE ADAPTACIÓN EN MARCHA

Las medidas de adaptación del sector eléctrico tienen como objetivo esencial minimizar la vulnerabilidad del sector al Cambio Climático. Deben dotar al sector con la capacidad para prevenir, reaccionar y enfrentar de manera oportuna sus amenazas; minimizando sus potenciales impactos económicos y sociales. Todo esto para asegurar el mantenimiento de un ritmo positivo y sostenible de crecimiento en el largo plazo.

Algunas medidas de adaptación tienen alcance nacional. Se trata principalmente de políticas, legislación, regulaciones, acuerdos, etc. que son emitidos por las autoridades del Gobierno Nacional y por el Congreso de la República. De estas medidas de adaptación son objeto todos los agentes en todas las regiones. Vale la pena destacar que varias de ellas ya están en marcha, y algunas han evidenciado ya sus beneficios. Algunas de ellas han sido promovidas por el sector energético mismo; y otras son de carácter ambiental.

De otra parte, la diversidad de las regiones en cuanto a su clima, hidrología, el estado de conservación de sus cuencas y sus particulares realidades sociales e institucionales, hace pensar que existe un conjunto de medidas de adaptación que deben ser identificadas, priorizadas y aplicadas regionalmente. Para este efecto, el país se dividió en 11 grandes embalses, utilizando como criterio fundamental de regionalización las cuencas hidrográficas. Esto permitió, para cada gran embalse, estimar un *Índice de Vulnerabilidad al Cambio Climático* que permitiera identificar y ordenar las medidas de adaptación correspondientes.

Vale la pena, en primera instancia, destacar que durante los últimos 20 años el sector energético ha adoptado una serie de políticas, normas y acuerdos que, de distintas formas, han contribuido a disminuir la vulnerabilidad del sector eléctrico al Cambio Climático. En algunos casos esas decisiones de política han estado acompañadas de desarrollos legales e institucionales y de cambios en el mercado de energía que efectivamente han conducido a una disminución significativa de la vulnerabilidad del sector eléctrico al cambio climático. En otros casos, las políticas, normas y acuerdos, aunque indican una clara intensión de gobierno

de disminuir la vulnerabilidad del sector a los efectos del clima, su implementación ha sido menos contundente. En todo caso, todas ellas constituyen hoy un cuerpo de antecedentes que, en distinto grado, ya han generado los procesos adaptativos en marcha.

10.1.1. POLÍTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

Las Leyes 142 y 143

Las reformas legales y organizacionales introducidas en la década de los noventa, principalmente la Leyes 142 y 143 de 1993 y varios de sus desarrollos reglamentarios, han hecho, a la fecha, la mayor contribución a la adaptación del sector energético al cambio climático. Por una parte, generaron los incentivos necesarios para la expansión de la capacidad de generación y de transmisión y, por otra, porque crearon condiciones favorables para la diversificación de las fuentes de energía (gas y carbón). La mayor capacidad y la diversificación de las fuentes de generación le han permitido al país en los últimos 20 años afrontar con adecuada solvencia los eventos climáticos extremos que se han presentado; y le han evitado a la sociedad en su conjunto costos enormes. Aunque el problema de Cambio Climático no estaba en ese entonces (1993) en la agenda de las prioridades ambientales del país, en todo caso esas reformas fueron motivadas para prevenir problemas de escases de electricidad causados por eventos climáticos extremos. Consecuentemente, entre sus objetivos estaba precisamente la disminución de la vulnerabilidad del Sistema a esos eventos.

Uso Racional y Eficiente de la Energía y Formas de Energía No Convencionales

La Ley 143 de 1994 y sus normas regulatorias crearon un marco institucional, de política y un mercado energético cuyo objetivo es contar con un abastecimiento confiable de electricidad, al menor costo posible; guiado por principios de eficiencia. Ese marco de política no favorece ninguna tecnología de generación en particular. Sólo busca que las más competitivas se abran espacio en el mercado, sujetas a las restricciones de confiabilidad. Este marco de política no ha sido suficiente para que las FNCE se abran un camino como opciones competitivas. Esto, entre otras razones, porque instrumentos como el Cargo por Confiabilidad, por definición, ponen en desventaja a FNCE como la eólica y la solar. Para corregir esta situación sería necesaria una revisión del concepto de confiabilidad que resulte apropiada para estas fuentes. Esa nueva definición debe valorar la contribución de estas fuentes a la reducción de la vulnerabilidad al Cambio Climático.

Ahora bien, las cosas han cambiado; y además de consideraciones de eficiencia económica se encontró oportuno crear condiciones de política dirigida a dotar al sector eléctrico con la capacidad para adaptarse a condiciones climáticas nuevas. Consecuentemente, y teniendo presentes la necesidad de disminuir la vulnerabilidad del sector al cambio climático y los beneficios sociales del uso racional y eficiente de la energía el gobierno ha promulgado una serie de leyes, regulaciones y políticas sectoriales.

Es así como en el año 2001 el Congreso de la República aprobó la Ley 697 de 2001. Esto con el objetivo de *“Promover el Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, que contribuya a asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera*

sostenible con el ambiente y los recursos naturales.”. Esta Ley declaró el Uso Racional y Eficiente de Energía como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional. Además de promover la eficiencia energética también buscó promover las FNCE, e incluyó en la definición de las FNCE a las siguientes fuentes: solar, eólica, geotérmica, biomasa y pequeños aprovechamientos hidroenergéticos que no superen el equivalente a los 10 MW. Esta Ley ordenó al Gobierno Nacional incentivar y promoverla importación y producción de equipos para la generación con FNCE.

Consecuentemente, el Ministerio de Minas y Energía - MME, adoptó el Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás formas de Energía no Convencional, PROURE, 2010-2015¹⁷⁶. Este Plan busca principalmente promover el aprovechamiento eficiente y sostenible de las distintas fuentes de energía, incluidas las FNCE. Adicionalmente, el Plan Nacional de Fuentes no Convencionales de Energía (FNCE) de la UPME de manera explícita incluyó entre sus propósitos facilitar la entrada de FNCE al SIN para diversificar las fuentes de generación y reducir la vulnerabilidad ante el cambio climático. El PROURE previó que para el año 2015 las FNCE tendrían un participación del 3.5%¹⁷⁷ y del 20%¹⁷⁸ en el SIN y en las ZNI, respectivamente; y que para el año 2020, esa participación sería del 6.5% y del 30% respectivamente. Complementariamente, el Gobierno expidió el Decreto reglamentario 3683 de 2003 que creó la Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía, CIURE con la Secretaría Técnica en cabeza de la UPME. Este decreto ordenó al MME diseñar un programa acompañado de proyectos piloto para la promoción de fuentes renovables en las Zonas No Interconectadas (ZNI).

En desarrollo de lo previsto en la Ley 697 de 2001, el Congreso de la República aprobó la Ley 788 de 2002 (Estatuto Tributario) que permite la exención de rentas durante 15 años por venta de energía eléctrica obtenida a partir de biomasa, viento y residuos agrícolas. También se exime del IVA la importación de maquinaria y equipos destinados al desarrollo de proyectos o actividades que generen certificados de reducción de emisiones de gases con efecto de invernadero.

De manera complementaria la resolución 186 de 2012 expedida por el MADS y el MME, otorga beneficios tributarios (exclusión de IVA y deducción de reta líquida) por la adquisición de equipos y maquinarias destinados al desarrollo de planes y programas de ahorro y eficiencia energética y de instalación de FNCE.

Por su parte, la Ley 1665 de julio del 2013, por medio de la cual se adopta el "Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)" busca, esencialmente, promover a nivel internacional la masificación de las fuentes de energía renovable. Este estatuto apoya a los países que fomentan el desarrollo de las energías renovables mediante la cooperación entre los países; y facilita el financiamiento de iniciativas que se basen en la implementación de políticas ambientales y energías renovables.

¹⁷⁶Resolución No. 180919 de junio de 2010

¹⁷⁷ Esto significaría pasar de 192 MW de Capacidad (2008) a 560 MW (2015) de Capacidad Instalada.

¹⁷⁸Esto significaría pasar de 192 MW de Capacidad (2008) a 1.170 MW (2020) de Capacidad Instalada.

El Plan Energético Nacional

Plan Energético Nacional 2006-2025 (PEN)¹⁷⁹ prevé estrategias para la expansión de la capacidad instalada de las fuentes convencionales de energía. Se trata de medidas que, claramente, contribuirían a la mejor adaptación del sector eléctrico al Cambio Climático. Esto en la medida en que dotarían al sistema con mayor capacidad para ofrecer al mercado energía durante periodos de climas extremos.

Aunque el PEN 2006-2025 no incluyó consideraciones relativas a la vulnerabilidad del sistema de generación al Cambio Climático, en todo caso aboga por la mayor participación de las FNCE; y con este fin propone, sin hacer mayores precisiones, la creación de subsidios directos; principalmente en las zonas no interconectadas. Identifica los subsidios directos (explícitos en el presupuesto nacional) como una opción para facilitar las inversiones asociadas a la energización rural. Estos subsidios podrían substituir gradualmente los que hoy se pagan para el mantenimiento y compra de combustibles fósiles en las ZNI.

De manera similar, el PEN 2010-2013 también, de manera genérica, reconoce la importancia de integrar al SIN las FNCE como opciones que pueden reducir la vulnerabilidad del sector eléctrico al Cambio Climático. Propone la realización de estudios de factibilidad para generar una cartera de proyectos. Además propone evaluar la posibilidad de algunos incentivos económicos para promover las FNCE. Entre ellos: crear un cargo por disponibilidad para estas fuentes, *“Incluir costos ambientales en cada fuente no renovable a fin de mejorar los parámetros de comparación entre fuentes convencionales y no convencionales.”*, crear para el sector industrial *“...un mecanismo voluntario de cuota de compra de energías renovables.”*; e integrar *“...mediante Fuentes No Convencionales de Energía y otras, la oferta integrada de energía en ZNI bajo el concepto de energía distribuida”*. La definición de un Cargo por Confiabilidad apropiado para estas fuentes (principalmente de la eólica y la solar), la creación de una metodología para determinar la energía en firme y su regulación podría estimular el desarrollo de estas fuentes.

Evidentemente, se han hecho esfuerzos en materia, legal, normativa y de política para promover las FNCE. Sin embargo, esos esfuerzos no han logrado ser efectivos para incentivar un desarrollo significativo y dinámico de las FNCE en Colombia. Esto, esencialmente, por su dificultad para competir con las fuentes convencionales dentro del esquema de mercado y la regulación vigentes.

Plan de Expansión del Sector Eléctrico

La entrada de la energía eólica al SIN se hizo mediante el Parque Eólico de Jepirachi (19.5 MW) en el año 2004. En el año 2012, se inscribió el proyecto IRRIPA, a cargo de la empresa JemeiwaaKa'i S.A.S que es el más grande inscrito a la fecha con esa fuente de energía (100 MW). Este proyecto se ubicaría en el departamento de la Guajira. Ese mismo año se registró la planta de energía solar Awarala con capacidad de 19.5 MW que estaría localizada en el área rural del municipio de Tuluviejo, departamento de Sucre¹⁸⁰. Complementariamente, la UPME y el Banco Interamericano de Desarrollo – BID están evaluando la viabilidad

¹⁷⁹Ministerio de Minas y Energía. (2007). Plan Energético Nacional 2006-2025. Colombia

¹⁸⁰Awarala. (2013). *Descripción General de Awarala Central Eléctrica*. Tomado de la página web www.awarala.com.

de técnica y económica de incorporar un parque de generación Eólica de 400 MW al Sistema Interconectado Nacional – SIN¹⁸¹.

Este Plan de Expansión considera la implementación de los siguientes proyectos de FNCE:

- Tres proyectos de generación eólica de 100 MW cada uno. Estos proyectos estarían ubicados en el norte del país. Se prevé que entrarían en los años 2020, 2021 y 2023. Por lo pronto se ha registrado ante la UPME uno de esos tres proyectos (JemeiwaaKa'íSas) ubicado en el departamento de la Guajira.
- Dos proyectos de generación Geotérmica de 50 MW cada uno, en el interior del país. Uno de estos se localizará en área del Nevado del Ruiz; a la fecha cuenta con estudios de prefactibilidad y está por iniciar su fase de factibilidad¹⁸². El desarrollo del proyecto cuenta con apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo-BID¹⁸³. El otro, conocido como el proyecto geotérmico binacional Tufiño-Chiles –Cerro Negro, se construiría en la zona fronteriza entre Colombia y Ecuador, en el Departamento de Nariño¹⁸⁴. ISAGEN y CELEC EP están adelantando los estudios de prefactibilidad¹⁸⁵.
- En cuanto a las plantas de cogeneración con biomasa, se prevé que el potencial de venta de excedentes al SIN es de 140 MW a partir del 2015. Parte de esta nueva electricidad provendría de la expansión de los ingenios azucareros en el Valle del Cauca y de una planta de etanol en el departamento del Meta (Bioenergy).

De acuerdo con lo anterior, entre el 2015 y el 2027 la capacidad de generación de energía por fuentes no convención aumentaría en 540 MW¹⁸⁶.

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas¹⁸⁷ (PHC) representan actualmente el 4.09% del total instalado en el sistema interconectado nacional (591.77MW¹⁸⁸). De acuerdo al Plan de expansión de referencia 2013-2027, para junio de 2014 se espera la entrada en operación de la PHC de “El Popal” con una capacidad de 19.9MW^{189,190}. El registro de proyectos de generación de la UPME incluye (entre 2011 y Junio de 2013), 97 proyectos con capacidad inferior a 20 MW que, en conjunto, tendrían una capacidad de 1.022.MW¹⁹¹.

¹⁸¹ Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. (2013). *Plan de Expansión de referencia- Generación y Transmisión- 2013-2027*. Colombia.

¹⁸² ISAGEN. (2012). *Proyecto Geotérmico Macizo Volcánico del Ruiz*. Colombia

¹⁸³ Banco Interamericano de Desarrollo. (2011). *Colombia Avanza en la explotación de la energía de la tierra*. Colombia.

¹⁸⁴ ISAGEN. (2013). *Proyecto Geotérmico Binacional Tufiño-Chiles Cerro Negro*. Colombia.

¹⁸⁵ *Ibíd.*

¹⁸⁶ Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. (2013). *Plan de Expansión de referencia- Generación y Transmisión- 2013-2027*. Colombia.

¹⁸⁷ Con capacidad menor de 20MW

¹⁸⁸ MX, 2013d

¹⁸⁹ Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. (2013). *Plan de Expansión de referencia- Generación y Transmisión- 2013-2027*. Colombia.

¹⁹⁰ El cronograma de proyectos futuros de generación, tiene 21 proyectos hidráulicos proyectados hasta el 2025; y solo uno (El Popal) tiene una capacidad menor a 20MW.

¹⁹¹ Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética. (2013). Registro de proyectos de generación. Inscripción según requisitos de las resoluciones de la UPME No 0520 y No. 0638 de 2007. Colombia

Investigación

En materia de investigación, el Artículo 87 de la Ley 143 de 1994 establece que el Gobierno Nacional creará las condiciones a través del Ministerio de Minas, las Universidades y la empresa privada, para la investigación, desarrollo y aprovechamiento de pequeñas centrales hidroeléctricas y otras fuentes alternas de energía.

El Gobierno Nacional, con ocasión de la constitución del Sistema Nacional de Ciencia y Tecnología¹⁹², constituyó, en 1991, el Programa Nacional de Investigaciones en Energía y Minería (PNIEM). En el año 2004, el PNIEM contaba ya con 88 grupos de investigación y con 259 proyectos. Setenta y dos de esos proyectos (el 27.8%) estaban relacionados con el sector eléctrico¹⁹³, 26 (el 10%) con el uso racional de energía¹⁹⁴; y 22(8.5%) con energías alternativas¹⁹⁵. En el desarrollo y cofinanciación de esos proyectos participaron, entre otros, empresas del sector tales como EEPPM, ISA, XM, CODENSA, Electrocosta, EPSA y CHEC. De manera similar, la UPME e ISAGEN han establecido acuerdos para el desarrollo de programas de eficiencia energética.

En el año 2005, COLCIENCIAS publicó el Plan Estratégico (2005-2015) del PNIEM. Este Plan incluye entre sus objetivos principales la promoción del desarrollo tecnológico y la innovación para aumentar la productividad en la generación de recursos energéticos y maximizar su valor. Entre sus líneas de acción más relevantes para la adaptación del sector eléctrico al Cambio Climático está la de mejora en los procesos de producción y utilización de la energía. Esto incluye la investigación e innovación en combustión de combustibles fósiles y de origen renovable, la optimización de los usos finales de las energías térmica y eléctrica; y el diseño de políticas, mercados y regulación minero-energética con criterios de sostenibilidad.

Monitoreo e información pública

El Gobierno, en cumplimiento de acuerdos internacionales, elabora y publica periódicamente la Comunicación Nacional de Colombia ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Esta comunicación, de carácter público, incluye el inventario nacional de fuentes y sumideros de Gases con Efecto de Invernadero. También incluye el análisis de las características físico-bióticas y socioeconómicas de Colombia para determinar la vulnerabilidad del país ante los efectos adversos del Cambio Climático. En junio de 2010 Colombia presentó la Segunda Comunicación Nacional ante la CMNUCC. Esta última comunicación incluye las acciones que el país ha adelantado en materia de adaptación al Cambio Climático. Además esboza los objetivos y líneas estratégicas para disminuir su impacto y determinar prioridades de acción. Tanto la primera como la segunda comunicación, pusieron en evidencia que Colombia es un país altamente vulnerable a los efectos de la variabilidad del clima y del cambio climático. Esa vulnerabilidad es lo que justifica la elaboración de estrategias coordinadas para la adaptación.

10.1.2. POLÍTICAS DEL SECTOR MINERO

La minería informal, principalmente la de oro de materiales construcción en los cauces de los ríos y en los valles aluviales es una fuente importante de sedimentos. El transporte de sedimentos hacia los embalses

¹⁹² Ley 29 de 1990

¹⁹³ COP \$8,157,880 miles

¹⁹⁴ COP\$5,3344,296 miles

¹⁹⁵ COP\$3,855,900miles

conduce a su colmatación, disminución de su capacidad y acortamiento de su vida útil. En ese sentido el control y el mejoramiento tecnológico de esa minería se constituiría en una política de adaptación relevante para el sector eléctrico.

El Gobierno Nacional ha formulado recientemente regulaciones, planes y políticas encaminados a la formalización/legalización y mejoramiento del desempeño ambiental de la minería tradicional. En el nivel nacional el Ministerio de Minas fue reestructurado y se creó a su interior la Dirección de Formalización Minera, que tiene a su cargo el diseño de las políticas, estrategias nacionales y regulaciones para facilitar el tránsito de los mineros hacia la legalidad y hacia el mejoramiento de su desempeño ambiental. Entre las más relevantes normas y políticas nacionales diseñadas recientemente por esta Dirección están el Decreto Presidencial 933 (Mayo 2013) por el cual se dictan disposiciones en materia de formalización de la minería tradicional, y la Ley conocida como “Ley del Mercurio” aprobada por el Congreso de la República en Julio de 2013. Esta Ley, establece disposiciones que facilitarían la adopción de tecnologías de bajo impacto ambiental, incluido el control de sedimentos, a las pequeñas operaciones mineras. Se basa en el supuesto de que la formalización de la minería es un camino hacia el mejoramiento de su desempeño ambiental.

10.1.3. POLÍTICAS AMBIENTALES

Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico

Esta política nacional tienen como objetivo “...garantizar la sostenibilidad del recurso hídrico, mediante una gestión y un uso eficiente y eficaz, articulados al ordenamiento y uso del territorio y a la conservación de los ecosistemas que regulan la oferta hídrica, considerando el agua como factor de desarrollo económico y de bienestar social, e implementando procesos de participación equitativa e incluyente”. Los Planes de Ordenamiento de Cuencas Hidrográficas (POMCAS).

Esta política divide al país en cinco grandes macrocuencas¹⁹⁶, e indica que estas serán objeto de análisis de planificación estratégica para definir lineamientos gruesos de gestión. Esto teniendo en cuenta sus potencialidades, vocación y particularidades ambientales y sociales. Además indica que las cuencas objeto de Ordenación y Manejo corresponden a cuencas de nivel igual o siguiente a de las sub-zonas hidrográficas¹⁹⁷.

¹⁹⁶Magdalena–Cauca, Caribe, Orinoco, Amazonas y Pacífico

¹⁹⁷ Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial- MAVDT, ahora Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenibles- MADS. (2010). *Política Nacional para la Gestión Integral del recurso Hídrico*. Colombia

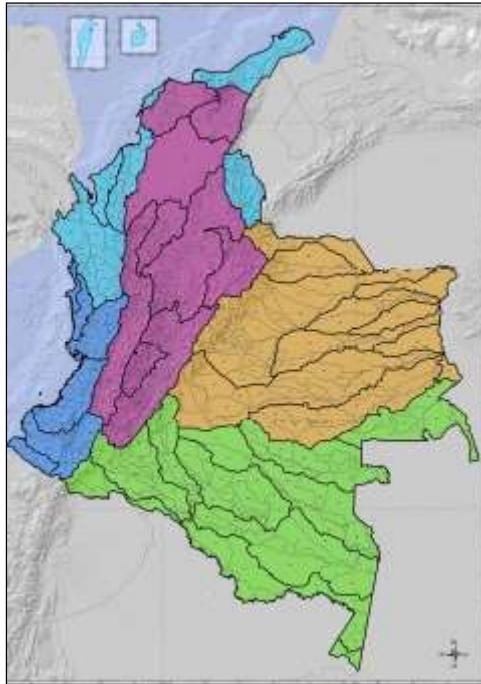


Ilustración 1: Mapa de Macrocuenas

Esta política nacional aclara, además, que los POMCAS priman sobre las disposiciones generales de cualquier otro ordenamiento administrativo sobre usos del suelo y los recursos naturales. A su contenido deben sujetarse decisiones relativas a las reglamentaciones de corrientes, el otorgamiento de permisos, concesiones y licencias para uso y aprovechamiento de recursos renovables. Los POMCAS se constituyen entonces en una norma de mayor jerarquía que los mismos planes de ordenamiento territorial¹⁹⁸.

Evidentemente, aunque los POMCAS no son un instrumento de política directamente dirigido a mejorar la adaptación del sector eléctrico al cambio climático, sí propende por la restauración y conservación de ecosistemas estratégicos y las cuencas hidrográficas y por el uso eficiente del agua; y pueden definir los límites y las oportunidades para la expansión del sector. Los POMCAS son, en realidad, la norma de interés regional más relevante para la expansión de la infraestructura de generación y transmisión del sector eléctrico. Los POMCAS podrían dotar a la sociedad y a las regiones de una mayor capacidad de adaptación frente a cambios climáticos extremos.

El Caudal Ambiental

El *Caudal Ambiental* puede ser considerado como una medida de política ambiental dirigida a mejorar la capacidad de adaptación al Cambio Climático de los ecosistemas terrestres y de agua dulce asociados a los cauces. Esto en la medida en que busca asegurar que los cauces del país cuenten, a lo largo del tiempo, con un flujo de agua suficiente para asegurar su normal funcionamiento. No existe un consenso –difícilmente lo podría haber- en cuanto a lo que sería una definición óptima del *Caudal Ambiental*.

¹⁹⁸ Alcaldía Mayor de Bogotá (2007). *Plan de Ordenamiento y Manejo de la Cuenca Hidrográfica del Río Tunjuelo*. Colombia

Aunque el *Caudal Ambiental* no tiene como objetivo explícito mejorar las condiciones de adaptación del sector eléctrico al Cambio Climático, es una herramienta de política ambiental que podría afectar a viabilidad financiera de algunos proyectos de este y de otros sectores. Esto por cuanto podría disminuir los caudales disponibles para su expansión. Se trata entonces, de una medida de política en la cual, como ocurre con frecuencia, diversas prioridades sociales (la conservación, la generación, la agricultura, el desarrollo urbano, etc.) estarían compitiendo por recursos escasos. En este caso, a diferencia de otros, el recurso que en ocasiones podría volverse insuficiente para atender las demandas de todos es el agua.

Actualmente, el Caudal Ambiental está regulado por la resolución 865 del año 2004, adoptada por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA, con base en un estudio de la Universidad Nacional, y con el objetivo de ampliar su alcance, propuso una nueva metodología para su estimación. La propuesta, que se encuentra actualmente en un proceso de evolución y ajuste¹⁹⁹ incluye, además de criterios puramente hidráulicos, criterios de tipo biológico, hidrológico de calidad de agua y ecológicos. Los ajustes a esa propuesta buscarían alcanzar una definición que permitiera minimizar sus costos sociales de esa herramienta de política, y maximizar sus beneficios.

Es previsible que en el futuro algunos cauces puedan ser afectados por eventos climáticos extremos que imposibiliten a todos los sectores satisfacer plenamente sus necesidades, manteniendo simultáneamente los objetivos de conservación ambiental. En consecuencia, probablemente será necesario eventualmente ordenar las prioridades sociales; y para hacerlo es mejor contar con definiciones objetivas. Es razonable concluir entonces que las estrategias de adaptación del sector eléctrico al Cambio Climático deberán incluir medidas para compensar los efectos de las eventuales restricciones que resulten de la adopción de regulaciones que, como el *Caudal Ambiental*, buscan contribuir a disminuir la vulnerabilidad de los ecosistemas al Cambio Climático.

Además de *Caudal Ambiental*, es previsible que las autoridades ambientales acometan en el corto plazo, en cumplimiento de sus funciones, nuevos desarrollos legales y de política dirigidos a mejorar las condiciones de adaptación de los ecosistemas a los potenciales impactos del cambio climático. Entre los más relevantes para el desarrollo y la expansión del sector eléctrico estarían los relacionados con las tasas por utilización del agua, y los esquemas de compensación por la afectación y pérdida de biodiversidad en ecosistemas; incluyendo los de agua dulce. Como en el caso del *Caudal Ambiental*, es razonable prever que las estrategias de adaptación del sector eléctrico al Cambio Climático deberán incluir medidas para compensar los efectos de eventuales restricciones que surjan como consecuencia de las regulaciones y políticas ambientales dirigidas a disminuir la vulnerabilidad de los ecosistemas al Cambio Climático.

Política de Prevención y Control de la Contaminación Atmosférica

Esta política nacional, como la Política de Gestión Integral del Recurso Hídrico, no está directamente dirigida a mejorar la adaptación al cambio climático. Busca, en esencia, el control de la concentración atmosférica de gases contaminantes de interés local -no global-, peligrosos para la salud. Con ese objetivo establece, entre

¹⁹⁹ En una mesa de trabajo con la participación de: MME, UPME, ANLA, el MADS y ACOLGEN.

otras cosas estándares de emisión admisibles centrales térmicas y para procesos de cogeneración. Para alcanzar los estándares indicados en esa política y en las regulaciones los nuevos proyectos de generación térmica y de co-generación requieren de las mejores tecnologías disponibles. Esas tecnologías no solo vitan las emisiones de agentes nocivos para la salud y los ecosistemas sino que también son más eficientes en los procesos de combustión y transformación de los combustibles fósiles y la biomasa en electricidad. Esa mayor eficiencia, además de constituirse en medida de mitigación al Cambio Climático en la medida en que reduce la emisión de GEI por cada unidad de energía generada, también puede ser considerada como una medida de adaptación. Esto por cuanto al aprovecharse los recursos energéticos disponibles de manera eficiente, se genera un *output* adicional de energía que evita el consumo de otras fuentes, como el agua.

Cambio Climático

De acuerdo con la Segunda Comunicación Nacional de Cambio Climático, en el período 2011 – 2040, la capacidad de generación hidroeléctrica podría llegar a afectar a cerca del 43% de la capacidad total instalada de generación hidroeléctrica efectiva neta para el periodo 2011 a 2040). Y los impactos potenciales negativos sobre la infraestructura eléctrica futura y actual, provocados por mayor reducción de la precipitación (-30 a -10%), afectarían principalmente a los departamentos de Antioquia, Tolima, Huila y Nariño, Santander y Cundinamarca. Consecuentemente, la Ley 1450 de 2011 mediante la cual se expidió el Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014, planteó la necesidad de acometer medidas de adaptación: esto incluye la identificación y priorización de medidas de adaptación a partir de un análisis de vulnerabilidad en el marco de un Plan Nacional de Adaptación, la generación de información para los análisis de vulnerabilidades sectoriales y territoriales, el diseño de estrategias de desarrollo bajo en carbono que incluya el mejoramiento tecnológico. Adicionalmente, el Plan Nacional de Desarrollo en su artículo 217 indicó que *“Las entidades públicas del orden nacional deberán incorporar en sus Planes Sectoriales una estrategia de adaptación al Cambio Climático....”*

En cumplimiento de indicado por la Ley 1450 de 2011, el Gobierno Nacional adoptó el documento de política²⁰⁰ “Estrategia Institucional para la Articulación de Políticas y Acciones en Materia de Cambio Climático en Colombia”. Este documento de política recomendó, entre otras cosas, la conformación del Sistema Nacional de Cambio Climático en los términos previstos en el Artículo 7 de la Ley 1450 de 2011²⁰¹.

²⁰⁰ CONPES 3700 2011

²⁰¹ARTÍCULO 7. SISTEMAS NACIONALES DE COORDINACIÓN. El Gobierno Nacional en desarrollo de los principios de coordinación, concurrencia y subsidiariedad, podrá crear sistemas nacionales de coordinación integrados por autoridades nacionales y territoriales previa aceptación de estas. Las entidades conformarán un órgano de coordinación y fijación de parámetros técnicos, que serán vinculantes para los miembros del respectivo Sistema en la adopción de las políticas concernientes. La implementación de dichas directrices serán tenidas en cuenta para la aprobación de proyectos de inversión que se financien o cofinancian con recursos de la Nación.

Las entidades que los conforman podrán celebrar contratos o convenios plan o, contratos interadministrativos, entre otros mecanismos, en los cuales se establezcan las obligaciones y compromisos necesarios para la coherente y efectiva ejecución de las políticas objeto de coordinación, que eviten la duplicidad de esfuerzos y aseguren la coherencia de las políticas y programas de las entidades que hacen parte del Sistema.

La información que posean los organismos y entidades que lo integran, relacionada con la actividad del Sistema, deberá ser entregada al órgano de dirección del mismo, en los términos que establezca el Gobierno Nacional para el efecto.”

Además, ordenó a las entidades públicas del orden nacional reportar al Departamento Nacional de Planeación y al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible sus planes y proyectos de adaptación al cambio climático.

Finalmente el Proyecto Nacional de Adaptación al cambio climático tiene como su primer objetivo la producción de información sobre clima, variabilidad climática y cambio climático. El desarrollo de este objetivo está a cargo del IDEAM. En este sentido el IDEAM ha venido trabajando en el fortalecimiento de su capacidad técnica y científica para la producción de información sobre el cambio climático; y en la ampliación y fortalecimiento de la red de estaciones de referencia para el seguimiento del cambio climático. Su segundo propósito, que es más local, corresponde al diseño e implementación de un programa de adaptación para garantizar el mantenimiento de los servicios ambientales en el macizo de Chingaza. Entre sus logros está el desarrollo de un protocolo para el monitoreo y modelación de los ciclos de agua y del carbono en ecosistemas de Alta montaña.

Políticas de Conservación de áreas naturales y de biodiversidad

Las políticas públicas dirigidas a la conservación y restauración de la cobertura vegetal en las cuencas contribuyen a la disminución de la vulnerabilidad del SIN. Esto en la medida en que, por una parte amortiguan y regulan los flujos y afluencias hacia los embalses; hacen esos flujos más estables a través de en el tiempo y, con frecuencia, aumentan el rendimiento de las cuencas. A continuación se describen brevemente esas políticas nacionales en marcha.

El establecimiento de un **Sistema de Áreas Protegidas** se constituye en una de las más antiguas intervenciones del Estado dirigidas a la conservación de cuencas hidrográficas y áreas naturales. Tradicionalmente, ese Sistema otorgó una prioridad especial a la protección de ecosistemas de alta montaña, tales como los páramos y los bosques altoandinos. Esta, ciertamente, fue una decisión afortunada pues, además de otros beneficios sociales, la conservación de esas áreas de alta montaña se constituye hoy en una medida de adaptación al Cambio Climático que resulta relevante para varios sectores de la economía; incluido el sector eléctrico.

El Sistema de Peques Naturales Nacionales (SPNN) está compuesto hoy por 56 áreas protegidas. Cubre una extensión de más de 12 millones de hectáreas (12'602,320.7) terrestres, y cubre cerca del 12% de área emergida de Colombia²⁰². El 94% de estos se ubican en la región Andina²⁰³ y protegen el 20% de los recursos hídricos que abastecen de energía eléctrica al país²⁰⁴.

El Decreto- Ley 216 de 2003 le asignó a la Unidad Administrativa Especial de Parques Nacionales Naturales de Colombia (UAESPNN) la formulación de las políticas, programas, normas y estrategias dirigidas a la conformación y consolidación de un Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SINAP). Posteriormente, el Decreto 2372 de 2010 reglamentó el establecimiento de ese Sistema Nacional, definió las categorías de

²⁰² Parques Nacionales Naturales de Colombia, 2013.

²⁰³ *Ibíd.*

²⁰⁴ *Ibíd.*

manejo que lo conforman y los procedimientos generales del Sistema. El CONPES 3680 de 2010 estableció los lineamientos para la consolidación SINAP.

En el 2011 la UAESPNN mediante la, se adoptó²⁰⁵ el Plan de Acción Institucional 2011-2019 que incluye como objetivo estratégico, entre otros, la consolidación de un Sistema Nacional de Áreas Protegidas completo y ecológicamente representativo. Este objetivo estratégico implica la conservación de áreas protegidas en el marco de los Planes de Ordenamiento Territorial, Planes de Desarrollo Departamental, Planes de Gestión Ambiental Regional de las Corporaciones Autónomas Regionales-CAR, Planes de Ordenamiento y manejo de Cuenca, entre otros.

De otra parte, el gobierno, en cumplimiento de lo acordado en el Convenio de Biodiversidad Biológica ratificado por Colombia en 1994²⁰⁶, formuló la Política Nacional de Biodiversidad, la cual fue aprobada por el Consejo de Nacional Ambiental en 1995. Posteriormente, en el 2012, con el fin de actualizar dicha política, se adoptó la **Política Nacional para la Gestión Integral de la Biodiversidad y sus Servicios Ecosistémicos**. Esta nueva política tiene como objetivo “*promover la Gestión Integral de la Biodiversidad y Sus Servicios Ecosistémicos (GIBSE), de manera que se mantenga y mejore la resiliencia de los sistemas socio-ecológicos, a escalas nacional, regional, local y transfronteriza, considerando escenarios de cambio y a través de la acción conjunta, coordinada y concertada del Estado, el sector productivo y la sociedad civil*”²⁰⁷.

Para tal fin la Política Nacional de Biodiversidad propone “*un marco de acción que permita generar un balance entre los diferentes intereses que tiene la sociedad frente a la biodiversidad y el mantenimiento de los servicios ecosistémicos derivados de esta, que son clave para el bienestar humano, siguiendo los principios definidos por el enfoque ecosistémico, propuesto por el Convenio de Diversidad Biológica*”²⁰⁸.

Finalmente, el **Plan Nacional de Restauración, Restauración Ecológica, Rehabilitación y Recuperación de Áreas Disturbadas**,²⁰⁹ busca revertir los impactos que a lo largo del tiempo han alterado la estructura y funcionalidad de los ecosistemas, y la calidad de vida de las personas que los habitan²¹⁰. Este Plan incluye tres tipos de intervenciones: restauración ecológica, rehabilitación y recuperación. Con su aplicación se busca restablecer el estado y función de ecosistemas afectados por la transformación y destrucción de hábitats, por invasiones de especies exóticas, por el desarrollo de sistemas extractivos no sostenibles o ilícitos, y por la contaminación. Este Plan considera el cambio climático como un factor que aceleraría los procesos de deterioro antes indicados, y prioriza sus intervenciones en ecosistemas degradados cuya restauración y rehabilitación ha sido priorizada como medida de adaptación al cambio climático. Este Plan define una serie

²⁰⁵ Resolución 208 de 2011

²⁰⁶ Ley 155 de 1994

²⁰⁷ Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible- MADS. (2012). *Política Nacional para la gestión integral de la Biodiversidad y sus Servicios Ecosistémicos (PNGIBSE)*. Colombia.

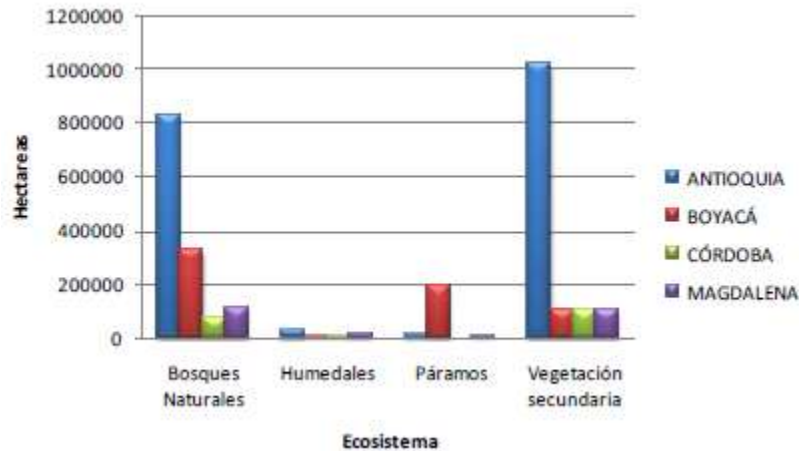
²⁰⁸ Ibid.

²⁰⁹ Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial-MAVDT. (2010). *Plan Nacional de Restauración. Restauración Ecológica, Rehabilitación y Recuperación de Áreas Disturbadas*. Colombia

²¹⁰ Este documento está vigente, sin embargo no ha sido adoptado oficialmente por el ministerio. En este proceso de adopción el documento podría sufrir modificaciones.

de lineamientos para su implementación y contiene las siguientes seis líneas estratégicas: investigación, restauración, educación, participación, divulgación y fortalecimiento institucional. Para cada una de ellas el Plan prevé una serie de objetivos, con sus respectivos indicadores.

El Plan identifica algo más de 16'100.000 has degradadas en cuatro tipo de coberturas vegetales (bosques naturales, humedales, paramos y vegetación secundaria) sobre las cuales seria prioritario, en primera instancia, intervenir. Esas áreas están ubicadas en los departamentos son Antioquia, Córdoba, Magdalena y Boyacá.



Gráfica 1: Número de hectáreas para los principales departamentos más afectados

Este Plan resulta particularmente relevante como medida de adaptación del sector eléctrico. Esto en la medida en que incluye varias de las cuencas en las cuales se encuentran las principales centrales hidroeléctricas del país.

Ordenamiento Territorial

Mediante el Código de Régimen Municipal de 1986²¹¹ se adoptaron formalmente los primeros conceptos básicos del ordenamiento urbano. Estos conceptos posteriormente fueron retomados y desarrollados por la Ley 388 de 1997 que estableció los términos, criterios y tiempos para que los municipios elaboraran sus Planes de Ordenamiento Territorial. Esto dotó a los municipios con herramientas jurídicas para direccionar los procesos de ocupación del territorio de acuerdo a sus potenciales y restricciones ambientales y sociales. Sin embargo, hasta ese momento, no se contaba con disposiciones útiles para el ordenamiento del territorio de las cuencas hidrográficas.

La Ley 99 de 1993²¹², avanzó en esta dirección introduciendo conceptos como la zonificación de los usos del territorio y la definición de criterios pautas ambientales para el ordenamiento y manejo de cuencas

²¹¹ Decreto 1333 de 1986

²¹² "Mediante la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones"

hidrográficas. Por su parte, el Decreto 1729 de 2002, que reglamentó el Código de los Recursos Naturales²¹³ indicó que el ordenamiento de cuencas, que tiene por objetivo: “*El planeamiento del uso y manejo sostenible de sus recursos naturales renovables, de manera que se consiga mantener o restablecer un adecuado equilibrio entre el aprovechamiento económico de tales recursos y la conservación de la estructura físico-biótica de la cuenca y particularmente de sus recursos hídricos.*” De acuerdo con esto, el ordenamiento se constituye un proceso de planificación dirigido a asegurar la conservación de los atributos funcionales y estructurales del territorio y de sus recursos naturales, incluidos los hídricos, mediante su aprovechamiento sostenible. Esta norma define unos lineamientos generales a seguir en la elaboración de los Planes de Ordenamiento de las Cuencas Hidrográficas (POMCAS) que resultan ser directamente relevantes para la sostenibilidad y adaptación del sector eléctrico: *i.* prioriza la protección de los páramos, sub-páramos, nacimientos de agua e indica que estas áreas, por ser de utilidad pública e interés social, deben ser objeto de programas y proyectos de conservación, preservación y/o restauración; *ii.* otorga prioridad al consumo humano sobre los otros usos del agua; y *iii.* privilegia las actividades de prevención del deterioro sobre otras actividades. Adicionalmente, indica que el POMCA debe priorizar e indicar las compatibilidades entre los usos de los recursos naturales renovables (en especial el hídrico) en las cuencas. Por lo anterior, como se indicó antes, los POMCAS pueden definir los límites y las oportunidades para la expansión del sector eléctrico, al tiempo que podrían dotar a la sociedad y a las regiones de una mayor capacidad de adaptación frente a cambios climáticos extremos.

Complementarían, el Decreto 1604 de 2002, decreta la conformación de comisiones conjuntas para “*armonizar y definir políticas, para el ordenamiento y manejo de cuencas hidrográficas comunes...*”. Estas comisiones pueden estar conformadas por las corporaciones autónomas regionales, el sistema de parques nacionales o Cormagdalena cuando así sea necesario.

Finalmente, el Decreto 1640 de 2012²¹⁴, establece la estructura para la planificación, ordenación y manejo de cuencas, así:

Macro-cuencas.
 Zonas Hidrográficas.
 Sub-zonas Hidrográficas.
 Micro-cuencas y Acuíferos.

Esta norma también define instrumentos de planificación territorial tales como los *Planes Estratégicos de las Macro-cuencas*, y los *Planes de Ordenación y Manejo de Cuencas Hidrográficas de las Sub-zonas Hidrográficas*, entre otros. Estos instrumentos buscarían armar una estructura armónica de planificación y ordenamiento territorial dirigida a asegurar la conservación y el uso sostenible de los recursos naturales, incluidos los recursos hídricos sobre el territorio nacional. La norma asigna a las Corporaciones Autónomas Regionales y de Desarrollo Sostenible la tarea de formular los POMCAS de su jurisdicción; y en caso de

²¹³ Decreto – Ley 2811 de 1974

²¹⁴ “Por medio del cual se reglamentan los instrumentos para la planificación, ordenación y manejo de las cuencas hidrográficas y acuíferos, y se dictan otras disposiciones”.

tratarse de cuencas compartidas, de formularlos de manera coordinada de acuerdo con lo previsto en el antes mencionado Decreto 1604 de 2002.

Agenda Interministerial

En Junio del año 2010, los Ministerios Energía y Minas y de Ambiente- Vivienda y Desarrollo Territorial acordaron una agenda conjunta de trabajo de largo plazo. Esta agenda incluyó entre sus propósitos la formulación de una Estrategia Nacional de Adaptación al Cambio Climático. Acordaron además que el Ministerio de Minas y Energía incluiría en sus procesos de planificación sectorial lo referente a la adaptación del sector a Cambio Climático; y que implementaría el Plan de Acción Indicativo 2010-2015 del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y de Formas de Energía no Convencionales (PROURE).

10.1.4. POLÍTICAS DEL SECTOR AGROPECUARIO

El Sistema Nacional de Asistencia Técnica Agropecuaria comenzó a operar en 2011. Tiene como objetivo fundamental mejorar la productividad y, competitividad del sector agropecuario. Aunque no tiene una evidente relación con el sector eléctrico, la verdad es que podría contribuir a prevenir uno de los factores de deterioro ambiental que más limita la capacidad del sector eléctrico para afrontar eventos climáticos extremos: la erosión de los suelos agrícolas. La erosión de suelos en las laderas de las cuencas aferentes de los embalses genera sedimentos que aceleran la colmatación de los embalses, disminuye su capacidad y acortan su vida útil. En consecuencia, el uso de tecnologías agrícolas dirigidas a la controlar la erosión en laderas se constituye en una medida de adaptación al Cambio Climático para el sector eléctrico. Este Sistema de Asistencia Técnica se financia en un 80% con recursos del Programa de Desarrollo Rural con Equidad (DRE) y con aportes del municipio y otras fuentes (20%). El sistema otorga prioridad a los pequeños y medianos productores. Dado que corresponde a CORPOICA brindar acompañamiento y asesoría a los municipios en la formulación de los Planes Municipales de Asistencia Técnica que se ejecutan con estos recursos, existe la posibilidad de asegurar, desde el Gobierno Nacional, la inclusión de consideraciones relativas a la conservación de suelos en los procesos de transferencia de tecnología.

10.2. MEDIDAS DE ADAPTACIÓN HACIA EL FUTURO

Las políticas, normas, acuerdos, etc., descritas en la sección anterior son, en realidad, políticas nacionales en marcha que contribuyen a la adaptación del sector eléctrico al cambio climático. Como se indicó antes, varias de ellas, en particular las que se pusieron en marcha durante la primera década de los años 90 con la aprobación de las Leyes 142 y 143, han disminuido sensiblemente la vulnerabilidad del sector eléctrico a eventos climáticos extremos. Otras son más recientes y se encuentran menos desarrolladas. En todo caso todas ellas reflejan la clara intención del Gobierno Nacional de poner en marcha medidas efectivas que avancen hacia la consolidación de una estrategia de adaptación viable para el sector eléctrico en el largo plazo.

La experiencia positiva acumulada a lo largo del proceso de construcción de las medidas de política sectorial que dieron el primer gran paso hacia la disminución de la vulnerabilidad del sector eléctrico a los eventos climáticos extremos en la década de los 90's, es la base sobre la cual se debe construir una nueva generación de políticas y estrategias de adaptación al Cambio Climático. Tal vez la más importante lección aprendida está relacionada con la eficacia que pueden tener una regulación eficiente y un arreglo organizacional adecuado para generar los incentivos necesarios para alienar los intereses de los agentes y los de la sociedad en su conjunto. En este caso, como en el pasado, las nuevas medidas de adaptación deben buscar, por una parte, la creación de condiciones que disminuyan la vulnerabilidad del sector eléctrico al Cambio Climático, evitando sus potenciales costos sociales. Y por otra, deben asegurar a los distintos agentes que participan en el mercado, incluidos los compradores, costos y precios competitivos.

Como en el caso de las medidas de adaptación de la década de los años 90, la implementación de las que ya están contenidas en los documentos de política descritos en las secciones anteriores y las del futuro generarán costos al tiempo que abrirán nuevas oportunidades. Esas oportunidades deberán estar asociadas a la generación de nuevos beneficios sociales. Los beneficios sociales de las medidas de adaptación deben ser mayores a sus costos en el largo plazo. Ese balance positivo las hará justificables. Es probable, sin embargo, que los beneficios y los costos de esas medidas no estén uniformemente distribuidos. Lo que, en todo caso, es necesario es que la sociedad en su conjunto perciba en el mediano y en el largo plazo un beneficio neto positivo.

Las medidas de adaptación propuestas se dividen en dos grandes grupos:

- Medidas adaptación del nivel nacional
- Medidas de adaptación de los niveles regional y local

A continuación se hace una descripción general de estos dos grupos.

10.2.1. MEDIDAS DE ADAPTACIÓN DEL NIVEL NACIONAL

Las medidas incluidas en este grupo son de alcance nacional, son aplicables a todos los agentes y regiones del país. Ellas buscan:

- ***La Optimización del Uso de las Fuentes Convencionales de Energía*** de manera que se asegure una oferta suficiente y permanente de electricidad a costos sociales bajos en el mediano y largo plazo.
- ***Diversificación de las Fuentes de Energía*** (FNCE) de manera que el sector haga uso de las fuentes disponibles y, al diversificar sus opciones de generación, aumenta la robustez y disminuya la vulnerabilidad del sistema.

- **La Optimización del Consumo** de la electricidad de manera que se asegure que la electricidad consumida genere los mayores beneficios sociales a los menores costos en el mediano y largo plazo.
- **Políticas Ambientales** que incluye las dirigidas hacia a Conservación de las Cuencas y de los Ecosistemas de Interés Nacional de manera que se disminuya la vulnerabilidad y se mitiguen los efectos del cambio climático sobre la hidrología de las distintas regiones.

Es muy importante destacar que varias de esas medidas han sido ya, de una u otra forma, enunciadas y propuestas en los documentos de política sectorial y ambiental antes descritos. En algunos casos su desarrollo ha sido escaso y han faltado los instrumentos que efectivamente aseguren su viabilidad.

10.2.1.1. OPTIMIZACIÓN DEL USO DE FUENTES CONVENCIONALES DE ENERGÍA

Ahora bien, la optimización del uso de las fuentes convencionales (hidro-energía, carbón y gas) del país busca asegurar una oferta suficiente y permanente de electricidad a costos sociales bajos en el mediano y largo plazo. Dicha optimización se lograría utilizando esos recursos energéticos de manera tal que al generar con ellos y al transportar la energía generada, se entregue al mercado la máxima cantidad de electricidad posible, a los menores costos sociales. Esto, en esencia, implica, por una parte, el mejoramiento de la eficiencia en los procesos de generación y de transmisión; y por otra, la utilización, en el tiempo, de una combinación óptima de esas fuentes de energía. Esto último, además de contribuir a disminuir los costos sociales y ambientales asociados a la generación y a la transmisión, podría crear nuevas oportunidades y beneficios, en el mediano y en el largo plazo. Todas las medidas dirigidas a la optimización del uso de esas fuentes convencionales de energía dotarían a la sociedad con una mayor capacidad de adaptarse a los efectos del Cambio Climático. Esto en la medida en que disminuirían la probabilidad de desabastecimientos de electricidad durante eventos climáticos extremos.

La optimización del uso de los recursos energéticos implica entonces: *i.* mejoramiento en la eficiencia de los procesos de generación; *ii.* Mejoramiento en la eficiencia de los procesos de transmisión y distribución, y *iii.* Aumento en la capacidad de generación.

Eficiencia en la Generación

El mejoramiento en eficiencia en los procesos de generación se puede lograr, en esencia, por dos caminos: mediante incentivos económicos, y mediante la regulación.

Aunque los generadores han encontrado en el mercado incentivos para mejorar la eficiencia en sus procesos de generación, normalmente existe espacio para el mejoramiento. Para que se den inversiones y cambios

tecnológicos adicionales para mejorar la eficiencia, los generadores necesitan encontrar incentivos necesarios.

El mercado de energía que se abrió paso a partir de la promulgación de las Leyes 142 y 143 generó incentivos para aprovechar de manera eficiente las fuentes de energía. Naturalmente los agentes privados que entraron al mercado y los públicos que permanecieron, encontraron incentivos para generar y vender la mayor cantidad de energía posible por cada unidad de energético consumido. Ese incentivo sería mayor en la medida en el precio o el costo de ese energético fuese mayor.

En el caso de la energía térmica, el precio del gas, del carbón y sus costos de transporte, son incentivos poderosos para acometer los cambios tecnológicos, o de cualquier otro tipo, dirigidos a generar –ya vender– la máxima cantidad posible de electricidad por cada unidad de energético adquirido y consumido.

Las posibilidades que tiene el Gobierno para mejorar la eficiencia en la generación térmica utilizando mecanismos de precios son limitadas; y su conveniencia económica sería, en todo caso, cuestionable. En el caso del carbón térmico, a pesar de algunas distorsiones existentes al interior del mercado nacional de carbón, los precios fluctúan de manera cercana o paralela con los precios en los mercados internacionales; y el gobierno no juega un papel determinante en su definición. En consecuencia, no estaría en capacidad de incentivar mayor eficiencia mediante el control de los precios. Por su parte, los precios del gas, aunque regulados, también siguen, en términos generales, la senda de los precios internacionales y, en consecuencia, tampoco se podrían controlar de manera efectiva para buscar mayores eficiencias en la generación.

En el caso de la energía hidráulica es diferente. En este caso el gobierno, a través de las CARs, podría, mediante la aplicación de las tasas de uso de agua²¹⁵, controlar el precio del agua que se utiliza para la generación. Y aunque en muchos casos lo hace, el valor de esas tasas tiene un techo determinado por el Ministerio del Medio Ambiente (Decreto 155 de 2004). Ese techo, o precio máximo, es actualmente de \$0.11/m³ para aguas superficiales y \$8.88/m³ para aguas subterráneas²¹⁶. En el año 2003, hace una década, ese precio era significativamente más alto²¹⁷: \$24.5/m³ para agua superficiales²¹⁸ y \$329.6/m³ para aguas subterráneas²¹⁹. Este precio resulta ser bajo comparado con el precio pagado en otros países²²⁰. En consecuencia, esas tasas de uso de agua no actúan actualmente como un incentivo que tenga el poder de

²¹⁵ Estas tasas fueron creadas por el Código Nacional de Recursos Naturales (Decreto Ley 2811 de 1974) y posteriormente modificadas por el de la Ley 99 de 1993 (artículo 43). De acuerdo con el Artículo 18 de esa Ley, los recaudos por cobro de las tasas se deben destinar a la protección y recuperación de los recursos hídricos, de conformidad con el respectivo POMCA.

²¹⁶ Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible MADS. (2013). *Tasas por Utilización de Agua*. Colombia

²¹⁷ Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial- MAVDT. (2003) Estimación Formula de Cálculo del Factor Regional. Grupo de Análisis Económico e investigación.

²¹⁸ En todo el territorio nacional

²¹⁹ En el área de jurisdicción del Departamento del Medio Ambiente de Bogotá (DAMA)

²²⁰ A modo de ejemplo: en Alemania se cobra una tasa de COP\$653/m³ de agua tomada de fuentes naturales; en Canadá se cobra una tasa de hasta COP\$84/ m³ de agua tomada de los ríos Saskatchewan, Diefenbaker y Qu'appelle; y del lago Buffalo Pound.

promover efectivamente cambios tecnológicos, o de otro tipo, conducentes a producir la máxima cantidad de electricidad por cada metro cúbico de agua concesionado.

El valor de las tasas de uso de agua podría eventualmente generar incentivos para la mayor eficiencia en la transformación de la energía potencial del agua en energía eléctrica. La efectividad de su aplicación dependería de las condiciones climáticas locales. En aquellos embalses regionales en los cuales se presenten condiciones de escases con mayor frecuencia y severidad, esta medida podría jugar un papel en el corto plazo. En aquellos embalses donde la escasez es infrecuente y de baja intensidad podría haber otras medidas más costo-efectivas. En todo caso, el valor de las tasas de agua debe reflejar su escasez. Estas sólo serían defendibles en aquellas regiones y durante los periodos de tiempo en los cuales el agua es un recurso escaso. En las regiones y en los periodos en los cuales no se presenta escasez de agua esta medida no es económicamente justificable. La legislación vigente sobre estas tasas no permite variaciones inter-temporales en el valor de la tasa de agua. En consecuencia, podría llevar a cobros injustificablemente altos en épocas de abundancia de agua y a cobros muy bajos (que no incentiven al ahorro y la eficiencia) durante periodos secos.

Aunque la biomasa es, por lo pronto, un energético de menor importancia relativa, su potencial de crecimiento puede ser significativo. No sólo por la oportunidad que existe para utilizar residuos agroindustriales, sino por la posibilidad de desarrollar plantaciones dedicadas de biomasa en zonas de suelos marginales para la agricultura convencional. Este energético es, actualmente, un sub-producto de las actividades agroindustriales del mismo generador; y rara vez se tranza en el mercado. En consecuencia, en este caso, como en el caso de los energéticos fósiles, Gobierno no tiene la posibilidad de mandar, vía precios, señales efectivas para mejorar la eficiencia en la generación.

Ahora bien, cuando el mercado no genera los incentivos suficientes para alcanzar los niveles de eficiencia que la sociedad (en este caso los de adaptación), entonces le corresponde a la regulación entrar a generarlos.

En el caso del carbón, del gas y de la biomasa, las normas ambientales (emisiones principalmente), han actuado como un incentivo importante para mejorar la eficiencia de los procesos de combustión y generación. Esas normas, aunque no regulan la emisión de gases con efecto de invernadero, en todo caso exigen estándares de emisión de sustancias contaminantes comparativamente estrictos en términos internacionales. Esos estándares han incentivado la modernización de las plantas existentes y el desarrollo de nuevos proyectos con tecnologías de alto desempeño ambiental. Esas tecnologías, al buscar reducir las emisiones de agentes contaminantes, han conducido también a una más eficiente combustión y transformación del gas, del carbón térmico y de la biomasa en energía eléctrica. Entonces, en estos casos, la evaluación continua y la actualización periódica de la regulación ambiental son medidas de adaptación que deben ser mantenidas en el tiempo. Ahora bien, el monitoreo y el control de las emisiones por parte de las autoridades ambientales es una medida de adaptación tan importante como el contar con regulaciones ambientales estrictas.

En Colombia algunas cuencas están compartidas por más de un generador. En esos casos los generadores comparten los mismos recursos hídricos. Cada uno de ellos, teniendo en cuenta, entre otros factores, las

condiciones climáticas prevalentes y esperadas, el nivel de sus embalses y las restricciones regulatorias a las que están sujetos, diseña sus estrategias de generación con el fin último de optimizar sus utilidades. Ese comportamiento estratégico, si bien ha servido para mejorar la confiabilidad del sistema, no siempre conduce a la utilización óptima de los recursos hídricos de la cuenca compartida. En esos casos, resultaría necesaria la intervención del regulador para asegurar que mediante la óptima utilización de los recursos de las cuencas compartidas se pueda generar la máxima cantidad posible de electricidad y, de esa manera, se disminuya la vulnerabilidad del sector al Cambio Climático.

De otra parte, en el caso de la generación de energía hidráulica el Gobierno se encuentra actualmente en el proceso de definición y consulta del “*Caudal Ecológico*”. Este, como se indicó antes, correspondería al caudal mínimo que debe mantenerse fluyendo en los cauces para asegurar el normal funcionamiento de los ecosistemas. La definición de una normatividad eficiente sobre *Caudal Ecológico*, podría generar incentivos adicionales conducentes a mayores eficiencias en la generación. Es previsible que, en cualquiera de las definiciones que finalmente se adopten sobre el “*Caudal Ecológico*”, la disponibilidad de agua para la generación hidráulica probablemente se verá más restringida en el futuro que en la actualidad. En ausencia de un precio (tasa) para el agua que refleje adecuadamente su escasez, el “*Caudal Ecológico*”, podría generar incentivos adicionales para generar la máxima cantidad de electricidad por cada metro cúbico de agua captado por los generadores.

El caso de la generación de energía con biomasa es similar al de la generación térmica en cuanto a que la regulación ambiental también ha contribuido a la generación de incentivos conducentes a la instalación de plantas de alto desempeño ambiental, y al mejoramiento de las ya existentes.

Eficiencia en la transmisión y en la distribución

La empresa XM Compañía de expertos en Mercado S.A ESP opera el Sistema de Transmisión Nacional. Le corresponde coordinar la cadena productiva del sector eléctrico esto es, planear, a corto, mediano y largo plazo, los recursos de generación²²¹ y los recursos de transmisión²²², de acuerdo con la demanda de energía eléctrica de cerca de 42 millones de habitantes.

La empresa XM opera en coordinación con 29 Operadores de Red Activos en el mercado. Entre ellos CEDENAR, CODENSA, EMCALI, EPM, EPSA²²³ que están afiliados a la Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica –ASOCODIS, y que, en conjunto, controlan los flujos del 93% de la energía eléctrica que se distribuye en Colombia²²⁴. Estos operadores de Red se encargan de la distribución de energía a lo largo del país por medio del Sistema de Transmisión Regional (STR) o del Sistema de

²²¹ Capacidad instalada de 13.405,7 MW

²²² 24.000 km de líneas

²²³ Unidad de Planeación Minero Energética- UPME. (2012). *Sector Nacional Eléctrico Nacional*. Colombia.

²²⁴ Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica- ASOCODIS. (2013). *Asociados*. Tomado de la pagina Web: <http://www.asocodis.org.co/cms/Default.asp?Page=150>

Distribución Local (SDL) que están conectados al Sistema de Transmisión Nacional (STN)²²⁵. Las empresas operadoras del STR y del STL cobran cargos, aprobados por la CREG²²⁶, por el uso de esos sistemas.

Como los generadores, los Operadores de Red Activos que se ocupan de la transmisión y de la distribución de electricidad, también encuentran en el mercado y en la regulación incentivos para minimizar las pérdidas²²⁷. Es así como cuando las pérdidas en la transmisión superan determinados límites, el valor de esas pérdidas debe ser asumido por el operador de la red. Adicionalmente, los operadores deben contar con unos Planes de Reducción de Pérdidas. Los límites de pérdidas tolerables en la transmisión deben actualizarse periódicamente a la luz de los cambios tecnológicos y los mejoramientos de la red.

Aumento en la Capacidad de Generación con Fuentes Convencionales.

Colombia ha desarrollado una infraestructura energética relativamente limpia desde el punto de vista de las emisiones de Gases con Efecto de Invernadero. El factor de emisiones de la red es de 0,2849 kg de CO₂eq/kWh. Este factor está por debajo de la media mundial. Por lo anterior, aún en el caso en que la expansión de la capacidad de generación se diera manteniendo la composición actual de la canasta energética, el impacto global seguiría siendo sólo marginal.

La adaptación al cambio climático también incluye el aumento de la capacidad de generación con fuentes convencionales. Esto por cuanto en la medida que esa capacidad crece, disminuye la vulnerabilidad del SIN a los eventos climáticos extremos. En este sentido el Plan Energético Nacional²²⁸ da pasos positivos hacia la adaptación al Cambio Climático al planificar la ampliación de la capacidad de generación con las fuentes convencionales de energía.

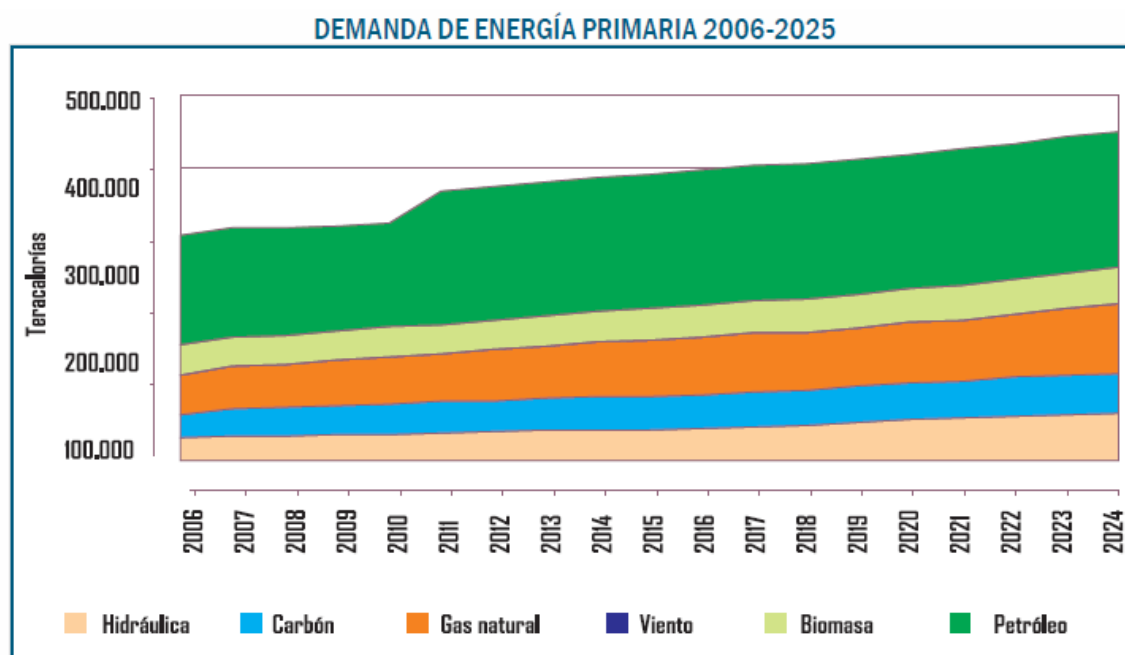
De acuerdo con el PEN 2006-2025, se prevé que la demanda de hidro-energía y de gas natural se duplicará entre los años 2006 a 2024. También se prevé un crecimiento muy dinámico en la demanda de Carbón. La siguiente gráfica ilustra el crecimiento de la demanda de energía primaria entre los años 2006 y 2015.

²²⁵ CODENSA. (2013). *Reglamento de comercialización del servicio público de energía eléctrica*. Tomado de la Página web: http://empresas.micodensa.com/BancoConocimiento/R/reglamento_de_comercializacion/reglamento_de_comercializacion.asp

²²⁶ Ibid.

²²⁷ Resolución CREG 097 de 2008

²²⁸ Ministerio de Minas y Energía. (2007). *Plan Energético Nacional 2006-2025*. Colombia



Gráfica 2: Demanda de Energía primaria 2006-2025
Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2007.

Se estimó que en el 2010 la participación de la energía hidroeléctrica en el SIN fue del 76.5%, que disminuiría al 72.9% en el 2015 para volver a crecer hasta el 74% para el año 2025. De acuerdo con lo anterior, la capacidad de generación de electricidad en Colombia seguirá dependiendo principalmente de las fuentes de agua.

De acuerdo con el registro de proyectos presentado por la UPME²²⁹ en el Plan de Expansión de Referencia 2013-2027, la alternativa de generación con mayor participación en la expansión de la capacidad de generación es la hídrica de pequeña escala. Esto basado en que entre el 2011 y el 2013 se han registrado 128 proyectos para la producción de hidro-energía. Noventa y siete de estos proyectos corresponden a PCH's con una capacidad agregada de 1.022 MW. Estos proyectos, a diferencia de los proyectos a gran escala, tienen periodos cortos de construcción, menores dificultades para su estructuración, aprobación, y puesta en operación. Además pueden conectarse al Sistema Interconectado Nacional sin necesidad de ofertar la electricidad en el mercado mayorista, por lo cual tienen garantizada la venta de la energía que generan²³⁰.

²²⁹ Unidad de Planeación Minero Energética. (2013). Registro de proyectos de generación. Inscripción según requisitos de las resoluciones de la UPME No 0520 y No. 0638 de 2007. Colombia

²³⁰ Conforme a la resolución 086 de 1996 y la CREG 086 de 2001, las PCH's menores a 10MW tienen la posibilidad de conectarse al sistema interconectado sin tener que ofertar la electricidad en el mercado mayorista de electricidad. No obstante, la energía generada se puede vender al precio establecido por el mercado mayorista Colombino en cada una de las horas correspondientes.

No obstante lo anterior, según el cronograma de proyectos futuros de generación eléctrica, presentado en el mismo documento²³¹, de los 7,092.6 MW adicionales con que contaría el SIN para el año 2025, 5,414.3 corresponderían a hidro-energía de los cuales sólo se tiene prevista la entrada de una PCH ("El Popal"). Se prevé, además, que para el año 2015 podrían entrar 1,678.2 MW térmicos. Esto equivale a un incremento del 50% de la capacidad instalada.

Para esto, el Plan de Expansión de referencia 2013-2027 diagnosticó, que para el horizonte 2021–2027, el sistema requerirá del crecimiento de una capacidad instalada de al rededor los 3,100 MW. Esto para poder cumplir con los criterios de confiabilidad energética. De acuerdo con lo anterior, se contempla entonces la necesidad de construir cuatro grandes proyectos hidroeléctricos: dos de 600MW²³² que deben entrar en operación en el 2021 y el 2022; y uno de 400MW y otro de 700MW considerados ambos a partir del 2025. Adicionalmente, este plan prevé la necesidad de contar nuevas plantas térmicas entre el 2022 y 2025: 300MW a base de carbón, y 500MW a base de gas natural. La siguiente tabla presenta el cronograma previsto por el Plan de Expansión de expansión de referencia 2013-2027.

Tabla 25. Cronograma de expansión 2013-2027

Año	Hidroelectricidad (MW)	Gas (MW)	Carbón (MW)	Cogeneración (MW)	Combustibles Líquidos (MW) (sustituto)
2013	157.9		164		201.6
2014	1293.9			14	
2015	165.1		410		
2016					
2017					88.3
2018	951.8				
2019	600				
2020					
2021	600				
2022	600	250	300		
2023					
2024					
2025	1100	250			
2026					
2027					
Subtotal (MW)	5,414.7	500	874	14	289.9
Total (MW)	7,092.6				

Fuente: UPME²³³

²³¹ Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. (2013). *Plan de Expansión de referencia- Generación y Transmisión- 2013-2027*. Colombia

²³² Generación Asociada a la segunda Etapa de Ituango

²³³ Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. (2013). *Plan de Expansión de referencia- Generación y Transmisión- 2013-2027*. Colombia.

No obstante lo anterior, es oportuno considerar que de acuerdo a recientes revisiones^{234 235} el potencial hidroenergético de Colombia es significativamente menor al que se había estimado en el pasado. Se creía que ese potencial ascendía a 93 GW. Sin embargo, después de considerar las restricciones que se derivan del establecimiento de áreas protegidas nacionales y regionales, del otorgamiento de concesiones mineras y las que surgen por el poblamiento de algunas áreas, se estima que ese potencial podría llegar a ser de 30 GW. Es decir, cerca de la parte de lo inicialmente estimado y el doble de capacidad actualmente instalada. Esta nueva situación evidencia la necesidad promover el crecimiento de fuentes alternativas de energía. El estudio “*Potencial Hidroenergético de Colombia*”, que está siendo desarrollado por Pontificia Universidad Javeriana, la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME y COLCIENCIAS y que será publicado en el 2014, dará más luces al respecto.

El cronograma de expansión del Plan de Expansión de Referencia 2013-2025 prevé que en el corto plazo (2013-2015) la entrada en operación de tres centrales de generación con carbón con una capacidad total de 574MW²³⁶. El carbón es el energético que mayores aportes de Gases Efecto de Invernadero hace a la atmósfera por cada unidad de energía generada. Sin embargo, es un recurso energético abundante en Colombia. Para lograr el pleno desarrollo de este recurso, el PEN 2006-2025 propone una evaluación integral de las tecnologías que, como las calderas de lecho fluidizado, Integración de Gasificación y Ciclo Combinado permitirían su uso limpio. Además, el carbón representa para Colombia una importante oportunidad como medida de adaptación al Cambio Climático. Esto en la medida que, al contribuir a la diversificación de las fuentes de energía, disminuye la vulnerabilidad a eventos climáticos extremos (sequías), y aumenta la seguridad energética del país. Por esa razón, la expansión de la capacidad de generación de electricidad con carbón forma parte del portafolio de opciones de adaptación al Cambio Climático. El PEN prevé el aumento de la capacidad de generación de energía eléctrica.

Con respecto al carbón, es importante finalmente resaltar que si bien es cierto que la generación con carbón contribuye a la emisión de Gases con Efecto de Invernadero lo cual tiene afectos ambientales globales, sus impactos ambientales en el ámbito local son, en general, menores que los generados por la construcción de represas que inundan áreas extensas, alteran la hidrología regional y la dinámica de las poblaciones de peces.

De otra parte, como se indicó antes, de acuerdo con el PEN 2006-2025, se prevé que la demanda de gas natural se duplicará entre los años 2006 a 2024. Sin embargo, el ritmo de la expansión de la capacidad de generación con gas natural está sujeto a los precios internos de este combustible, y a su disponibilidad. Dado que el gas natural se encuentra frecuentemente asociado a los yacimientos de petróleo, es previsible que los

²³⁴ Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. (2013). *Instituciones y políticas para una economía baja en carbono: Universidad Nacional de Colombia- Empresas Públicas de Medellín*. Taller de socialización No.1. Bogotá

²³⁵ Pontificia Universidad Javeriana, Unidad de Planeación Minero Energética –UPME & COLCIENCIAS. (2013). *Evaluación del potencial hidroeléctrico de Colombia*. Taller de socialización No.1. Bogotá.

²³⁶ Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. (2013). *Plan de Expansión de referencia- Generación y Transmisión- 2013-2027*. Colombia.

actuales proyectos de exploración de hidrocarburos conduzcan a la incorporación de nuevas reservas de gas. Esto permitiría ampliar la capacidad de generación para proporcionar una mayor confiabilidad al SIN.

En todo caso, el PEN indica que para disminuir la vulnerabilidad del sistema ante eventos como bajas hidrologías o fenómenos climáticos extremos, es necesario contar con una combinación de tecnologías de generación que garanticen el suministro confiable.

Finalmente, es necesario que, hacia el futuro, los planes de expansión en generación y transmisión de energía eléctrica consideren de forma explícita los riesgos asociados al cambio climático; y que el gobierno promueva entre las empresas generadoras el desarrollo de medidas de adaptación específicas para cada uno de los grandes embalses.

10.2.1.2. DIVERSIFICACIÓN DE LAS FUENTES DE ENERGÍA

Colombia tiene su confianza puesta principalmente en tres energéticos: hidrogenaria, carbón y gas. Estos representan actualmente el 64%, 6.9% y 14.8% de la capacidad efectiva neta instalada de generación, respectivamente²³⁷. Esto representa un cambio positivo y significativo frente a la situación del año 1991 cuando el 78% de la capacidad instalada correspondía a hidroenergía. Sin embargo, hoy 22 años más tarde, y frente a la incertidumbre climática que estamos afrontando, la composición actual de esa canasta energética podría no estar suficiente diversificada; y su mayor diversificación podría ser necesaria. Esto no solo porque la generación de hidroenergía es altamente dependiente de los caudales; sino también porque los procesos de generación térmica demandan caudales significativos de agua para el enfriamiento. En épocas secas, y ante la inminencia de regulaciones sobre el “caudal ecológico”, la disponibilidad de agua también podría convertirse en un factor limitante para la generación térmica.

Teniendo en cuenta lo anterior, y como se indicó antes, en Colombia se han hecho esfuerzos en materia legal, normativa y de política para promover las FNCE. La UPME y el IDEAM publicaron el Atlas de Radiación Solar de Colombia, el Atlas de viento y Energía Eólica de Colombia y el Atlas del potencial energético de la Biomasa Residual en Colombia. Esta información se constituye en una valiosa guía del potencial de estas fuentes²³⁸.

A pesar de los esfuerzos hechos, las políticas no han logrado generar incentivos efectivos para desatar el desarrollo significativo y dinámico de las FNCE en Colombia. Para el año 2010, se estimó una capacidad instalada de generación de electricidad con FNCE de 761.24 MW. Dicha capacidad, que corresponde al 5.3%

²³⁷Ministerio de Minas. (2013). *Energía Eléctrica*. Memorias al Congreso de la República. Colombia.

²³⁸ Unidad de Planeación Minero Energética - UPME e Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia- IDEAM. (2005). *Atlas de Radiación Solar de Colombia*. Bogotá, Colombia.; Ministerio de Minas y Energía, UPME, IDEAM, Colciencias. (2011). *Atlas de Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia*. Colombia; Ministerio de Minas, UPME, IDEAM. (2006). *Atlas del viento y Energía Eólica de Colombia*. Colombia

de la capacidad total instalada²³⁹, incluye diferentes tecnologías: solar fotovoltaica (9MW), eólica (19.5MW), Pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) con capacidad no mayor a 20MW (464.7MW) y cogeneración partir de biomasa producida de 8 ingenios (268.22MW)²⁴⁰.

Los costos de generar con fuentes no convencionales energía (FNCE) y la eficiencia de los procesos de generación han mejorado en los últimos años. A pesar de esto, en Colombia la entrada de las FNCE en el SIN y en las ZNI sigue encontrando barreras de distintos tipos. Entre ellas están las relacionadas con los costos de instalación que impiden que, en ausencia de subsidios dirigidos a la construcción de las plantas, esas fuentes puedan competir abiertamente con las fuentes convencionales (agua y combustibles fósiles).

Los incentivos económicos generados por el Protocolo de Kyoto para el desarrollo de proyectos MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio) no han sido suficientes, y parecen cada vez menos fuertes, para que en Colombia se desarrollara una industria energética basada en la utilización de fuentes no convencionales. A la fecha se han registrado²⁴¹ 14²⁴² proyectos MDL desarrollados en Colombia relacionados con el desarrollo de fuentes no convencionales de energía. Estos proyectos, en total, tendrían una capacidad de generación de energía eléctrica de 143 MW lo que representa cerca el 1.0% de la capacidad efectiva neta del SIN²⁴³.

El desarrollo de los incentivos económicos propuestos de manera genérica en la legislación y en los distintos planes (PEN, y PROURE) requiere análisis financieros/económicos dirigidos a asegurar la competitividad de estas fuentes y el desarrollo nuevos proyectos de generación. Esos ejercicios financieros/económicos deben incluir el valor de los beneficios sociales asociados a la utilización de esas fuentes (menor vulnerabilidad, adaptación, beneficios ambientales). Para dar viabilidad a esos incentivos será además necesario construir modelos que incorporen todas las alternativas de generación y que construyan escenarios de política. Esto, para determinar su potencial impacto económico, sus beneficios ambientales y sociales, los costos asociados. Todo con propósito final de asegurar que esos incentivos aseguren la viabilidad financiera y la competitividad de estas fuentes de energía. Además, resulta necesario caracterizar y dimensionar las FNCE como parte del planeamiento energético nacional y regional. Así pues las FNCE deben entrar a formar parte de los ejercicios de planeación energética. En todo caso, la viabilidad financiera de las FNCE estará sujeta a los precios y costos de la electricidad generada con fuentes convencionales.

²³⁹ Tomando como base la capacidad efectiva neta a diciembre 2012, que es de 14,361 MW. (Fuente MX, 2013).

²⁴⁰ Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. (2013). *Plan de Expansión de Referencia- Generación y Transmisión- 2013-2027*. Colombia.

²⁴¹Registros en la Convención Marco de las Naciones Unidad sobre el Cambio Climático-UNFCCC por sus siglas en Inglés.

²⁴²*Agua Fresca Multipurpose and Environmental Services Project (7.49MW); Jeparachi Wind Power Project (19.5 MW); Santa Ana Hydroelectric Plant (13.43 MW); La Cascada Hydroelectric Project (2.3MW); Amaime Minor Hydroelectric Power Plant (18 MW); Carauquia MW Hydroelectric Project (9.76 MW); Santiago Hydroelectric Project (2.8 MW); SHP Morro Azul CDM Project (19.9 MW); Guanaquitas Hydroelectric Project (9.74MW); Small hydro power generation providencia III (9.11MW); Small hydro power generation providencia I (1.8MW); Displacement of the electricity of the national electric grid by the auto-generation of renewable energy in the Cañaverelejo Wastewater Treatment Plant of EMCALI in Cali, Colombia (1MW); Incauca S. A. Fuel Switch from Coal to Green Harvest Residues (7.95MW).*

²⁴³ Capacidad total Instalada a 2012; 14, 361 MW. Fuente MX, 2013

Es importante enfatizar que un sistema de planeación energético que incluya a las FNCE no sólo debe tener en cuenta criterios de optimización de costos. Debe también incluir señales que premien el logro de objetivos ambientales, sociales y de adaptación al cambio climático. La justificación de incentivos necesarios debe buscarse en el valor económico de los beneficios sociales y ambientales que resultarían de la menor vulnerabilidad del sector eléctrico a los eventos climáticos extremos.

El PEN encuentra que las FNCE pueden encontrar su principal nicho en las regiones rurales apartadas. En esas regiones, ellas podrían ser competitivas dados los altos costos que estarían asociados a la extensión de la red nacional hacia esas zonas.

El límite de los 19.9 MW

La resolución CREG 086 del año 1996 estableció que las plantas con una capacidad de generación de hasta 19.9 MW (*Plantas Menores*), incluyendo las PCHs, tienen acceso garantizado al sistema interconectado. Esto, sin tener que ofertar la electricidad en el mercado mayorista²⁴⁴. En respuesta a este incentivo, la mayoría de los proyectos de energías renovables que entraron en operación desde la entrada en vigencia de la mencionada norma y de los que se tiene previsto que entrarían en operación durante los próximos años, se mantienen por debajo de dicho límite. A continuación se muestran algunos proyectos recientes:

Tabla 26. Ejemplo de proyectos dentro de la capacidad límite de 19.9MW

Proyecto	Tipo de proyecto	Capacidad Instalada (MW)
HIDROTOTARE	Hidráulico (PCH)	19.9
MORRO AZUL	Hidráulico (PCH)	19.9
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA MIRAVALLE	Hidráulico (PCH)	19.9
JEPIRACHI	Eólico	19.9
AWARALA	Solar	19.4
INCAUCA S. A.	Cogeneración	7.95

Fuente: UPME; UNFCC

Es cierto que este límite ha promovido la construcción de plantas a base de energías renovable (incluidas las PCHs). Sin embargo, esta norma pudo haber desincentivando en el pasado, y podría desincentivar en el futuro la entrada de proyectos de mayor tamaño a base energías renovables. Esto por cuanto los promotores de ese tipo de proyectos podrían optar por recibir los beneficios asociados a las *plantas menores*, y evitar el

²⁴⁴ CREG 086 de 1996 Artículo 3: "(i) La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el Precio en la Bolsa de Energía en cada una de las horas correspondientes. (ii). La energía generada por una Planta Menor puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso y como está previsto en la Resolución CREG-020 de 1996, la adjudicación se efectúa por mérito de precio. (iii) La energía generada por una Planta Menor puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Usuarios No Regulados, Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados".

ser objeto de las regulaciones de comercialización de energía en el Sistema Interconectado Nacional que son aplicables a proyectos con capacidad mayor a 19.9 MW²⁴⁵,

Una posible medida encaminada a diversificar las fuentes de energía consistiría en eliminar ese límite para fuentes no convencionales tales como las energías eólica, solar, geotérmica y biomasa, entre otras; y asegurarles el acceso al sistema interconectado sin importar su tamaño.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el desarrollo de proyectos hidroeléctricos tipo PCHs pueden acabar con el potencial de una cuenca, en el sentido que no aprovecha toda su capacidad e inclusive la ausencia de embalse no posibilita la regulación o almacenamiento energético, que hacen aún más vulnerable el sistema eléctrico con alta participación hidráulica pero con baja regulación.

Tarifa diferenciada

Actualmente, el precio al que se transa la energía en el mercado es independiente de la fuente que la genera. Esto se estableció con el sano propósito de asegurar que las fuentes más competitivas – las que pudieran ofertar energía al menor costo- se abrieran camino y que, finalmente, los precios al consumidor fueran los más bajos posibles. A pesar de los ya probados méritos de esa política establecida hace ya 20 años, existen hoy nuevas circunstancias que ameritan revisar esa decisión de política. Entre esas nuevas circunstancias está, por una parte, la necesidad de contar con una oferta energética más diversificada para disminuir aún más la vulnerabilidad del SIN frente a la incertidumbre climática.

Para esto sería necesaria una regulación que, además de eliminar el techo de los 19.9 MW para las FNCE mantenido el acceso preferencial al mercado, creara un mercado voluntario de energía para las FNCE. Esa energía limpia (FNCE) podría ser comprada en ese mercado para usuarios, regulados y no regulados, que, por diversas razones, podrían estar interesados asegurar que sus consumos de energía sean de bajo impacto ambiental en el ámbito local, que contribuyen a la mitigación del cambio climático global y que, además, contribuyen a la adaptación del país a sus efectos.

Energía Solar

Se estima que en Colombia se cuenta con actualmente con una capacidad instalada de generación a base energía solar de cerca de 9 MW en sistemas fotovoltaicos. Cerca de la mitad de esa capacidad estaría dedicada a sistemas de electrificación rural y la otra mitad a sistemas para energización de equipos de comunicaciones. Adicionalmente existen cerca de 110.000 m² de colectores que equivalen a 77 MW térmicos²⁴⁶

²⁴⁵ Resolución 156 de 2011: por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de operación.

²⁴⁶, Walter Vergara, Alejandro Deeb, Natsuko Toba, Peter Cramton, Irene Leino. (2010). *Wind Energy in Colombia: A Framework for Market Entry*. The World Bank.

Una de las limitaciones que encuentra el desarrollo de proyectos de energía solar es la carencia de información sobre oferta de este recurso. La información que existe es indicativa y no lo suficientemente detallada como para simular, dimensionar y diseñar un sistema de conversión térmica o fotovoltaica en un lugar específico. En todo caso la UPME ha determinado el potencial de energía solar por regiones en Colombia, el cual se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 27. Potencial de energía solar por regiones²⁴⁷

Región	kWh/m ² /año
Guajira	2.190
Costa Atlántica	1.825
Orinoquía	1.643
Amazonía	1.551
Andina	1.643
Costa Pacífica	1.278

Fuente: UPME- IDEAM, 2005

La información con que se cuenta indica que, dada su localización²⁴⁸, Colombia tiene un potencial interesante para la generación de electricidad a partir de este recurso. Como lo indica la tabla anterior, las regiones con mayor potencial están en la Costa Atlántica; principalmente en la Guajira. Sin embargo, como se indicó antes, la información disponible es escasa y a un nivel de resolución bajo porque resulta necesario constituir, bajo la coordinación de la UPME y el IDEAM una base de información pública con las variables relevantes para caracterizar la oferta de este recurso sobre el territorio nacional.

Energía Eólica

Como se indicó antes, Colombia cuenta con una planta emblemática de generación de electricidad a base a base energía eólica. Se trata del Parque Eólico de Jepirachi en la Guajira con capacidad de 19.5 MW. Su construcción fue posible, en parte, gracias a un incentivo otorgado por el COLCIENCIAS²⁴⁹. Adicionalmente, el país cuenta con el componente eólico del sistema híbrido de Nazareth, también en la Guajira, con una capacidad e 0.2 MW. Como en el caso de la energía solar, una de las barreras para el desarrollo de la energía eólica es la carencia de información sobre la oferta de este recurso. En este caso, la información que existe tampoco es lo suficientemente detallada como para simular, dimensionar y diseñar un sistema de generación en un lugar específico. El desarrollo de campañas de medición de vientos es un paso previo necesario para el desarrollo de estos proyectos. Estas deben desarrollarse de manera detallada en las zonas que, como la Guajira, han mostrado un potencial interesante.

Pequeñas Centrales de Hidroenergía (PCH)

²⁴⁷UPME-IDEAM.(2005). *Atlas de Radiación Solar de Colombia*. Bogotá, Colombia

²⁴⁸ Entre los 5 grados de latitud Sur (Leticia) y los 13,5 grados de latitud Norte (San Andrés).

²⁴⁹ Col \$10.904'361.432

La primera PCH de Colombia se construyó en el año 1889. Las PCHs utilizan la energía potencial del agua como fuente de energía. Son también una solución energética para zonas no interconectadas; o pueden atender total o parcialmente la demanda de varios municipios dentro de la zona interconectada.

Las PCHs no emiten gases de efecto invernadero; y normalmente sus impactos ambientales son menores, locales y fácilmente mitigables. El Gobierno Colombiano ha priorizado la construcción de PCHs²⁵⁰ (menores a 10MW) las cuales tienen la posibilidad de conectarse al sistema interconectado sin tener que ofertar la electricidad en el mercado mayorista de electricidad²⁵¹. Además, su tamaño pequeño, su bajo costo relativo, la facilidad de instalación y operación, y el menor costo y tiempo de las exigencias de las autoridades ambientales, han incentivado su desarrollo.

A la fecha en existen en el país 90 PCH's con una capacidad total de generación instalada de 591.77MW²⁵². El PEN estima que el potencial de generación con PCHs en Colombia es de cerca de 25.000 MW. Como se indicó antes, de acuerdo con el registro de proyectos presentado por la UPME en el Plan de Expansión de Referencia 2013-2027, la alternativa de generación con mayor participación en la expansión de la capacidad de generación sería la hídrica de pequeña escala. Esto basado en que entre el 2011 y el 2013 se han 97 proyectos que corresponden a PCH's con una capacidad agregada de 1.022 MW.

La posibilidad que tienen las PCH's menores de 10MW de conectarse al sistema interconectado sin tener que ofertar la electricidad en el mercado mayorista de electricidad ha fomentado su construcción. Sin embargo, como se indicó antes, este límite (10MW) puede haber desincentivado, y podría desincentivar hacia el futuro, la construcción de plantas, a filo de agua, con una capacidad algo mayor. Ese límite pudo, en efecto, haber conducido a al uso sub-óptimo del potencial hidro-energético del país. La construcción de PCHs de mayor tamaño, en aquellos casos en que esto sea técnica, económica ambientalmente factible, podría conducir al aprovechamiento más eficiente de la hidro-energía de las cuencas del país.

Un cambio (flexibilización) en la regulación sería necesario para evitar que hacia el futuro se dejen de construir PCHs con capacidad mayor a 10 MW en sitios en los cuales su construcción podría ser técnica, económica ambientalmente factible.

Biomasa

Colombia tiene, por su ubicación geográfica en el trópico, ventajas comparativas para la producción de biomasa. Sin embargo, por su baja densidad energética, los costos de transporte pueden convertirse en un factor determinante de la viabilidad financiera de esta tecnología de la generación. Esos costos, naturalmente, dependen de la distancia entre la fuente de producción de biomasa y la planta de generación. Por esa razón,

²⁵⁰ Artículo 71, de la Ley 143 de 1994: "El Gobierno Nacional impulsará la construcción, montaje, rehabilitación y puesta en operación de pequeñas centrales hidroeléctricas que estén priorizadas por el Ministerio de Minas y Energía."

²⁵¹ Resolución 086 de 1996 y la CREG 086 de 2001

²⁵² MX, 2013a

los ingenios azucareros y las plantas de extracción de palma, que se encuentran en la vecindad de las plantaciones y que producen grandes volúmenes de biomasa a lo largo de año, fueron los primeros en acometer este tipo de proyectos de generación en Colombia.

El Biodiesel, fabricado con aceites vegetales (ei. Palma, *Jatropha*) representa también una oportunidad para la generación de electricidad en ZNI en donde los aceites de estas plantas se pueden transformar localmente en Biodiesel para alimentar las plantas que actualmente se mueven con Diesel de origen fósil. La viabilidad del Biodiesel depende, fundamentalmente, de los precios relativos del diesel fósil y del biodiesel en esas regiones.

Las oportunidades para expandir la capacidad de generar con biomasa, o con el biogás que su descomposición genera, se concentrarían, principalmente, en las regiones donde actualmente se dan o donde se podrían dar los desarrollos agroindustriales con mayor potencial de expansión. Esto es, principalmente en la vecindad de las plantaciones de caña para la producción de azúcar y etanol (Departamento del Cauca, Valle de Cauca, Risaralda, Caldas y Quindío); y en las zonas palmeras (Departamentos de Córdoba, Magdalena, Bolívar, Santander, Norte de Santander, Cesar, Cauca, Nariño, Caquetá, Cundinamarca, Meta y Casanare). También podrían ocurrir en regiones donde el establecimiento de plantaciones dedicadas a la producción de biomasa podría generar los volúmenes suficientes para el mantenimiento de plantas con capacidad suficiente para participar eficientemente en el mercado nacional de energía.

Los residuos sólidos de origen doméstico, y el biogás que su descomposición genera, también son energéticos que podrían jugar un papel como fuente para la producción de electricidad o de calor. Las tecnologías para desarrollar estos proyectos son ampliamente conocidas. Como en otros casos, su desarrollo requiere de un marco jurídico que las haga competitivas.

De acuerdo a la composición de la estructura energética primaria proyectada por el PEN 2006-2030, la generación con biomasa durante el periodo 2011-2015 podría tener una tasa media de crecimiento del 1.11%. Se estima que entre el 2016 y el 2020 ese crecimiento podría ser hasta del 1.96%; y que entre los años 2021 a 2025 el crecimiento sería del 1.60%.

La relativamente baja contribución de los proyectos de cogeneración con FNCE (0.4% de la capacidad neta efectiva del SIN), se podría aumentar facilitando la entrada al SIN de los proyectos de cogeneración y/o autogeneración de pequeña y mediana capacidad. El PEN indica sobre la necesidad de medidas regulatorias que emitan, mediante tarifas, señales promuevan la generación con este tipo de proyectos²⁵³. La UPME (2008) estima que el sector industrial tendría un potencial de cogeneración de 423MW. Para el 2012, el sector azucarero (8 ingenios) reportó una capacidad instalada para la producción de 268.22 MW de electricidad²⁵⁴.

²⁵³ Ministerio de Minas y Energía. (2007). *Plan Energético Nacional 2006-2025*. Colombia

²⁵⁴ Cadena, A. (2012). *Perspectivas de la industria minero energética para Colombia*. Encuentro. capital humano para la competitividad minero- energética. Colombia.

Geotérmica

La información con que se cuenta Colombia sobre esta fuente de energía es escasa. La identificación de esas fuentes en el territorio y el dimensionamiento de su potencial requieren del desarrollo de perforaciones exploratorias profundas que localicen fluidos²⁵⁵ de alta temperatura²⁵⁶. En Colombia se han identificado recursos geotérmicos potencialmente significativos en el área de los volcanes Azufral y Chiles. En el Macizo del Ruiz se ejecutó una perforación exploratoria sin resultados exitosos. El desarrollo de proyectos dirigidos a identificar las oportunidades y los límites de estas opciones de generación resulta justificable. Como en otros casos, el desarrollo de esta fuente de energía requiere de un marco jurídico que la haga competitiva.

10.2.1.3. OPTIMIZACIÓN DEL CONSUMO DE ELECTRICIDAD

Con la optimización del consumo de la electricidad se busca que la electricidad consumida genere los mayores beneficios sociales a los menores costos en el mediano y largo plazo. Este propósito se lograría, si el consumo genera los mayores beneficios sociales a los menores costos posibles.

Consumo Eficiente Sector Residencial

El sector residencial representa el 41% del total de la demanda de energía en Colombia (UPME, 2012). Por lo tanto, el impacto de medidas encaminadas a reducir la demanda y a aumentar la eficiencia en el uso de energía en este sector puede reducir de manera significativa la vulnerabilidad del sector al cambio climático.

El PROURE prevé programas e inversiones dirigidas al mejoramiento de la eficiencia energética en el sector residencial requiere de inversiones en capacitación e investigación aplicada²⁵⁷ para el diseño, construcción y uso eficiente y sostenible de viviendas; el remplazo de 32 millones de bombillas incandescentes por bombillas fluorescentes compactas en los estratos 1,2 y 3²⁵⁸, y el remplazo y chatarrización de 2'000.000 de neveras²⁵⁹. De acuerdo con un estudio reciente²⁶⁰ el 64% de los hogares colombianos que calientan agua, lo hacen con calentadores eléctricos. Un calentador eléctrico puede llegar a consumir alrededor de 1.03 kWh de energía al

²⁵⁵ mezcla de agua caliente y vapor; o vapor seco.

²⁵⁶ mayor a 220° C.

²⁵⁷ USD 0.5 MM

²⁵⁸ USD 96 MM

²⁵⁹ USD 770 MM

²⁶⁰ Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. (2013). *Instituciones y políticas para una economía baja en carbono: Universidad Nacional de Colombia- Empresas Públicas de Medellín*. Taller de socialización No.1. Bogotá y Consorcio COPOEMA-CUSA, UPME. (2012). *Caracterización energética del sector residencial urbano y rural en Colombia*. Volumen 2-Caracterización por piso Térmico. Bogotá.

mes, especialmente el de tecnología de tanque²⁶¹. La migración, por lo menos parcial, hacia tecnologías de calentamiento de agua con gas natural podría conducir disminuciones muy significativas en el consumo de electricidad²⁶².

De otra parte, algunos hogares podrían tener las condiciones necesarias para **micro-generar** energía eléctrica. Posiblemente la tecnología fotovoltaica sería, por lo pronto, la más alternativa más apropiada. Se ha identificado que las principales barreras para que esta tecnología se abra paso en el sector residencial son la falta de información pública, el alto costo de los equipos, y la falta de soporte técnico. Los proyectos de este tipo podrían ser especialmente viables en la costa atlántica, en algunas zonas de la región andina y en la Orinoquía, que, como se indicó antes, presentan las mayores radiaciones solares.

Otra posible medida para disminuir la demanda de energía en el sector residencial es el mejoramiento en el dimensionamiento y en la distribución de los subsidios a la energía eléctrica. Esos subsidios podrían gradualmente limitarse y redistribuirse entre los estratos 1, 2, y 3 de manera que su utilización fuera tan eficiente y equitativa como fuese posible.

Consumo Eficiente Sector Industrial

De acuerdo con el PROURE, en el sector industrial, el mejoramiento de la eficiencia energética requiere de un programa de inversiones en: capacitación e investigación aplicada para la optimización de la cadena de frío²⁶³; remplazo de, inicialmente, luminarias encerca de 500 industrias²⁶⁴; capacitación en investigación aplicada para la optimización de procesos de combustión²⁶⁵; sustitución de 14.000 kW de motores convencionales por motores eficientes²⁶⁶; capacitación, investigación aplicada, desarrollo de normatividad y renovación tecnológica en industrias para la cogeneración y la autogeneración²⁶⁷; el desarrollo de programas en 5 ciudades principales para el uso eficiente de la energía en Pequeñas y Medianas Empresas²⁶⁸; capacitación, investigación aplicada, desarrollo de normatividad y renovación tecnológica en algunas industrias para la optimización del uso de calderas²⁶⁹; aplicación de un programa de gestión integral de la energía en la industria 500 empresas²⁷⁰.

Consumo Eficiente Sectores comercial, público y de servicios

²⁶¹ Consorcio Energético Corpoema. (2010). *Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE)*. Volumen 3- Elementos de política, riesgos ante el cambio climático. Complementariedad entre las FNCE y el SIN y Costos indicativos de las FNCE.

²⁶² Por ejemplo, en el caso de que el 30% de los calentadores eléctricos del país (185,205 calentadores eléctricos, tomando como base el censo 2005) se sustituyeran por calentadores a gas, la reducción en el consumo de energía eléctrica por esta medida de mitigación sería de cerca de dos millones de megavatio-hora, por año.

²⁶³ USD 1 MM

²⁶⁴ USD 5 MM

²⁶⁵ 0.5 MM

²⁶⁶ USD 6 MM

²⁶⁷ USD 15 MM

²⁶⁸ USD 15 MM

²⁶⁹ USD 30 MM

²⁷⁰ USD 35 MM

Para mejorar la eficiencia en el uso de la electricidad en los sectores comercial, público y de servicios, el PROURE ha previsto la eliminación de barreras, la capacitación y la investigación aplicada para fomentar el diseño, construcción, reconversión energética y uso eficiente y sostenible de edificaciones²⁷¹; la capacitación e investigación aplicada para la caracterización y gestión de indicadores²⁷²; fortalecer empresas del sector rural para promover la actualización y reconversión tecnológica del alumbrado público²⁷³; y sustituir 294.000 equipos de refrigeración comercial, realizar proyectos de eficiencia energética en iluminación en entidades públicas (centros hospitalarios y colegios)²⁷⁴. Estas inversiones conducirían a disminuciones en el consumo de energía eléctrica a nivel nacional del 14,75%.

Autogeneración

El reciente estudio “Caracterización Energética del Sector Residencial Urbano y Rural en Colombia” (UPME, 2012) evidenció que la industria colombiana que genera su propia energía tiene una capacidad instalada de aproximadamente del doble de la que necesita. Sin embargo, actualmente ese excedente de capacidad está subutilizado. Esto por cuanto, en condiciones normales²⁷⁵, la energía adicional que se podría generar no se podría comercializar total ni parcialmente a terceros²⁷⁶.

Para corregir esto y, en efecto, aumentar la oferta de energía al SIN sería necesario un cambio regulatorio que facilite el acceso de esa energía al mercado. Ese cambio aumentaría en cerca de 175 MWh la capacidad de generación del SIN²⁷⁷. Adicionalmente, contribuiría a la diversificación de la matriz energética del país con lo cual se haría una contribución adicional a la reducción de la vulnerabilidad del sector.

El Cargo por Confiabilidad

Los esquemas regulatorios para mejorar la confiabilidad en el sector eléctrico fueron introducidos desde 1996²⁷⁸. Esto con el objetivo de incentivar el desarrollo de proyectos termoeléctricos y, por ese camino, disminuir la vulnerabilidad del Sistema que, por su amplia dependencia de la hidroenergía resulta ser vulnerable a condiciones de hidrología extrema²⁷⁹.

²⁷¹ USD 0.5 MM

²⁷² 0.6 MM

²⁷³ USD 2,5 MM

²⁷⁴ USD 185 MM

²⁷⁵ En ausencia de racionamiento declarado.

²⁷⁶ Resolución CREG 084 de 1996: Artículo 8 Venta de Excedentes: *El Autogenerador, de acuerdo con la definición consignada en el Artículo 10. de la presente Resolución, no puede vender parcial o totalmente su energía a terceros si quiere mantener la categoría de Autogenerador. No obstante, en situaciones de racionamiento declarado de energía, los autogeneradores podrán vender energía a la Bolsa en los términos comerciales que se definan en el respectivo estatuto.*

²⁷⁷ Asociación Nacional de Empresarios de Colombia-ANDI. (2008). Expectativas en autogeneración y cogeneración.

²⁷⁸ Resolución CREG 116 de 1996.

²⁷⁹ Navarro, J & Cordoba de la Rosa, M. (2008). Incentivos y estructura del nuevo cargo por confiabilidad en el sector energético. Colombia. Bogotá.

El cargo por confiabilidad, actualizado en el 2006²⁸⁰, es un componente de la tarifa de energía. Este se cobra a todos los usuarios del servicio de energía eléctrica. Como consecuencia de la implementación de este cargo, se estima que el precio de la energía en firme²⁸¹ que han pagado los usuarios ha sido alrededor del 8%²⁸² mayor de lo que hubieran pagado sin el cargo. Sin embargo, este cargo se cobra independientemente de la disponibilidad de cada consumidor a pagar por una mayor confiabilidad en la provisión de electricidad.

Ahora bien, los usuarios del servicio de energía podrían, en principio, tener distintos niveles de aversión al riesgo de quedarse sin electricidad durante un evento climático extremo; y en consecuencia su disponibilidad a pagar para minimizar el riesgo de desabastecimiento también sería distinto. Esas diferencias justificarían el diseño de un sistema tarifario en el cual cada usuario, dependiendo de los costos que un desabastecimiento le generarían y de su disponibilidad a pagar para evitarlos, pudiera decidir si está dispuesto, o no, a pagar ese cargo por confiabilidad. Incluso, la tarifa podría diseñarse de tal manera que reconociera distintos grados de aversión a ese riesgo.

Adicionalmente, con el fin de poder garantizar el pago, optativo, que los usuarios harían del Cargo por Confiabilidad, sería oportuno que el la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad ENFICC que reportan los generadores o inversionistas, se estime, en el caso de la energía hidráulica, utilizando la hidrología más crítica. Y que en el caso de la ENFICC térmica se utilice un nivel mayor de exigencia en la garantía física del combustible: con base en contratos.

Reglamento técnico de etiquetado-RETIQ

El uso racional y eficiente de la energía en el sector doméstico puede fomentarse mediante la provisión de información pública sobre la eficiencia el consumo de energía de los electrométricos. Con este objetivo, el Ministerio de Minas y Energía se encuentra en la fase final del proceso de elaboración de un reglamento técnico de etiquetado que sirva para *“prevenir prácticas que puedan inducir a error a los consumidores, brindándoles oportunamente información útil relacionada con el desempeño energético de los equipos de uso final de energía que pretendan adquirir,”* y para *“...garantizar el abastecimiento energético mediante uso de sistemas y productos que apliquen el Uso Racional de Energía.”* Se espera que este sistema de etiquetados sirva entonces para dirigir las preferencias de los usuarios hacia equipos de mejor desempeño energético y para incrementar mercado de equipos eficientes en uso final de energía.

El reglamento, en proceso de desarrollo, es aplicable para equipos de aire acondicionado, refrigeración, motores eléctricos, lavadoras de ropa, calentadores de agua, y balastos electromagnéticos y para iluminación; entre otros. Define los requisitos del etiquetado (información sobre indicadores de consumo y de eficiencia energética, características de los equipos, marca, modelo, etc.); y establece hasta siete rangos de desempeño energético para informar sobre la eficiencia y consumo de energía de los equipos²⁸³. Además,

²⁸⁰ Nuevo mecanismo cargo por confiabilidad. Resolución CREG 086 de 2006.

²⁸¹ La energía firme es la habilidad de entregar energía en períodos de escasez, como durante un periodo seco. Fuente: Cramton & Stoft. (2006). *Colombia Firm Energy Market.*, Documento final preparado para la C.R.E.G., Colombia.

²⁸² CREG. (2013). Asesor técnico de la CREG. Conversación telefónica el día 11 de diciembre de 2013.

²⁸³ *Ibíd.*

establece los requisitos específicos de etiquetado para los diferentes tipos de equipos; e indica que para su comercialización, los expendedores deberán obtener un *Certificado de Conformidad de Producto* que indique que esos equipos cumplen con los requisitos establecidos en la Etiqueta URE. Adicionalmente para poder comercializar los equipos dentro del país, los productores, proveedores y expendedores de productos o servicios, deben estar inscritos en un registro único de productores e importadores (RUPI)²⁸⁴.

Todas las medidas dirigidas a la optimización del consumo de energía eléctrica dotarían a la sociedad con una mayor capacidad de adaptarse a los efectos del cambio Climático en la medida en que disminuirían la probabilidad de desabastecimientos de electricidad durante eventos climáticos extremos.

10.2.1.4. POLÍTICAS AMBIENTALES

Conservación de Cuencas y Ecosistemas

En la sección 9.1.3 se describió un conjunto de políticas ambientales en marcha, algunas desde hace décadas, que al estar dirigidas a la conservación de las cuencas y de los recursos hídricos del país, con claro énfasis en la protección de los ecosistemas de alta montaña, se constituyen, en realidad, en medidas de adaptación de largo plazo en marcha. Entre ellas se destacan: La Política para la Gestión Integral del Recurso Hídrico, la Política para la Conservación de Áreas Naturales y la Biodiversidad, el Sistema de Parques Nacionales, los Sistemas Regionales de Áreas Protegidas, El Plan Nacional de Restauración y la Políticas de Ordenamiento Territorial, entre otras. Todas las anteriores, de una u otra forma, contribuyen a mitigar el impacto de eventos climáticos extremos sobre la hidrología y, en consecuencia, a disminuir la vulnerabilidad del sector al cambio climático. Otras políticas complementarias son las de control de la contaminación del aire. Estas hacen su contribución a la adaptación del sector eléctrico en cuanto generan incentivos para el mejoramiento tecnológico y para la utilización del gas por parte del sub-sector de generación térmica.

Además de la importante contribución y tradición de varias de estas políticas ambientales, el Gobierno se encuentra en el proceso de diseño y de temprana implementación de otras que las complementarían y que, de hecho, podrían dirigirse de manera más explícita hacia la adaptación del sector eléctrico al cambio climático. A continuación se describen esas políticas.

Colombia adoptó en 1996 una política dirigida, principalmente, al aprovechamiento sostenible de los bosques naturales, y a la promoción de la industria y la reforestación comercial (meter referencia en pie de página y al final del documento). Con el objetivo de complementar esa política, frenar el avance de la deforestación de los bosques naturales y la expansión de la frontera agrícola sobre tierras marginales, actualmente, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible se encuentra elaborando la “*Política para el Control de la Deforestación y el Deterioro de los Bosques Naturales*”. Esa política tendría un importante impacto sobre la

²⁸⁴ Ibíd.

conservación de los ecosistemas relevantes para el sector eléctrico. Esto por cuanto crearía los incentivos económicos necesarios para promover la conservación de ecosistemas y cuencas estratégicas en áreas privadas y comunitarias.

De otra parte, en cumplimiento de lo establecido en el Decreto 1640 de 2012 con relación a la estructura para la planificación, ordenación y manejo de cuencas, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Territorial se encuentra actualmente en el proceso de formulación de los Planes Estratégicos de las cinco macro-cuencas del país. Estos planes definirán los lineamientos para la formulación de los POMCAS de las zonas y sub-zonas hidrográficas del país. Los lineamientos a ser propuestos por esos Planes Estratégicos a las Corporaciones Regionales en el proceso de elaboración de los POMCAS deben promover la implementación de medidas de adaptación regional al cambio climático. Esas medidas de adaptación, en armonía con otras políticas nacionales, tendrían que incluir la conservación de los ecosistemas remanentes y la restauración de los ecosistemas degradados.

Estos instrumentos de ordenamiento del territorio y del uso de los recursos hídricos deben tener presente que dado que la disponibilidad de agua se distribuye en cuencas con caudales que tienen interdependencia con sus diversos afluentes, las actividades de los distintos usuarios deben estar sujetas a normas de planificación y manejo que aseguren el acceso equitativo al agua por parte de todos ellos. Adicionalmente los POMCAS deben priorizar e indicar las compatibilidades entre los usos de los recursos naturales renovables (en especial el hídrico) en las cuencas. Por lo anterior, como se indicó antes, los POMCAS pueden definir los límites y las oportunidades para la expansión del sector eléctrico, al tiempo que podrían dotar a la sociedad y a las regiones de una mayor capacidad de adaptación frente a cambios climáticos extremos.

Agenda regulatoria

En alguna medida la regulación ambiental ha incentivado el uso eficiente de los recursos hídricos y el control de las emisiones por parte del sector eléctrico. El desempeño ambiental de las plantas de generación con frecuencia informa sobre la eficiencia en el uso de las fuentes de energía (hidroenergía y combustibles fósiles). Para que la regulación ambiental continúe incentivando la eficiencia en el uso de los recursos energéticos, y por esa vía siga contribuyendo a la adaptación del sector a cambio climático, ésta debe mantenerse actualizada, aprovechando los cambios tecnológicos y atendiendo los cambios en las preferencias y demandas de calidad ambiental de la sociedad. De particular relevancia resulta el mantenimiento actualizado de la agenda regulatoria ambiental en materia de calidad del aire, calidad de los combustibles, tasas de uso de agua y caudal ambiental.

Fortalecimiento institucional

Finalmente, el diseño, actualización e implementación de políticas y regulaciones ambientales, relevantes para la conservación y el uso eficiente de los recursos de los cuales depende la viabilidad de largo plazo del sector eléctrico, requiere de instituciones ambientales fuertes, y transparentes. En la medida en que esas organizaciones se fortalezcan, en esa medida estarán en capacidad de mantener un nivel de interlocución adecuado con el sector, de dimensionar y entender sus retos tecnológicos, las oportunidades que los cambios

tecnológicos generan y las restricciones que enfrenta. Por lo anterior, el fortalecimiento continuo de estas organizaciones se convierte en una medida de adaptación del sector para el sector.

En este orden de ideas, el fortalecimiento de las Corporaciones Autónomas Regionales, que reciben e invierten recursos generados por el sector eléctrico resulta de la mayor importancia. De la solvencia institucional y técnica de esas instituciones depende la calidad y la pertinencia en la inversión de esos recursos que, idealmente, deben beneficiar de manera directa al sector. Esas inversiones pueden contribuir a la adaptación del sector al cambio climático en la medida en que contribuyan a la conservación y restauración de los ecosistemas y de las cuencas que regulan los caudales.

Finalmente, el IDEAM y, de hecho, también del sector privado para capturar, procesar, analizar, interpretar y difundir información climática útil para el diseño de medidas de adaptación a nivel local. Esos esfuerzos deben continuar y se deben profundizar.

10.2.1.5. MEDIDAS DE POLÍTICA PARA LA ADAPTACIÓN

En los cuatro numerales anteriores se describieron cuatro grupos de medidas de adaptación que contribuyen a disminuir la vulnerabilidad del sector del sector eléctrico al Cambio Climático. Esas fueron:

- Optimización del Uso de las Fuentes Convencionales de Energía
- Diversificación de las Fuentes de Energía (FNCE)
- Optimización del Consumo de Electricidad
- Políticas Ambientales

En mayor o en menor grado, se han dado pasos, y se continúan dando, hacia el desarrollo de esas medidas de adaptación del nivel nacional. En el caso de la **Optimización del Uso de las Fuentes Convencionales de Energía** los pasos han sido firmes. En el caso de la **Optimización del Consumo de Electricidad** los pasos también han sido firmes, aunque algo menos dinámicos. Sin embargo en el caso de la **Diversificación de las Fuentes de Energía (FNCE)**, los pasos han sido un tanto menos decididos. Las regulaciones y políticas dirigidas a la **Conservación las Cuencas y de los Ecosistemas de Interés Nacional** tienen una larga tradición y están en marcha. El efectivo desarrollo de estas medidas de adaptación, en particular las relacionadas con la diversificación de las fuentes de energía y con la optimización del consumo requieren de intervenciones en materia de regulación y de política que generen incentivos suficientes para, por una parte, facilitar la entrada de la FNCE en el SIN y en las ZNI y, por otra, para incentivar y facilitar el ahorro de energía. En cuanto a las políticas de conservación de ecosistemas y de cuencas es necesario que se dé una más explícita relación, coordinación y armonización de estas políticas con las del sector energético general. A continuación se indican las actividades que sería necesarias para acelerar el efectivo desarrollo de esas medidas de adaptación.

A continuación indican las actividades que desde el Gobierno Nacional se deben poner en marcha o acelerar con relación a las medidas de adaptación antes indicadas. No se alude a las actividades que actualmente ya están en marcha y que se consideran adecuadas y suficientes.

Para acelerar el efectivo desarrollo de las políticas que buscan promover el desarrollo de FNCE sería necesario:

- Definir en el PEN, con la mayor precisión posible los incentivos económicos y financieros necesarios para asegurar la entrada competitiva de las FNCE en el SIN y en las ZNI. Esto incluye la definición de las fuentes de financiación de esos incentivos, su valor y los mecanismos para su efectiva implementación (créditos, cargos, tarifas, etc.). El valor de esos incentivos debe justificarse teniendo en cuenta, además de consideraciones de tipo financiero, las relacionadas con los beneficios sociales y ambientales asociados al desarrollo de esas fuentes.
- Acopiar, construir y mantener actualizada una base pública de información sobre la naturaleza y la oferta de FNCE en las distintas regiones del territorio nacional, dando prioridad a las ZNI donde la información relativa a la dotación de recursos energéticos es actualmente muy limitada.
- Avanzar en la conformación de un Cargo por Confiabilidad que reconozca las realidades tecnológicas, la naturaleza y la temporalidad de las fuentes no convencionales de energía, la gestión energética del lado de la demanda, de manera que se encuentren incentivos para estructurar y desarrollar proyectos financieramente viables.
- Rediseñar el sistema de subsidios a los combustibles para la generación con fuentes fósiles de energía en ZNI de manera que esos mismos recursos permitan transitar gradualmente hacia FNCE en esas regiones.
- Desarrollar proyectos de investigación dirigidos a dimensionar y a ubicar el potencial de generación geotérmica en diferentes regiones y avanzar en el desarrollo de los estudios de factibilidad para las zonas en las cuales se encontró potencial (Azufra y Chiles²⁸⁵)
- Promover y financiar el desarrollo de programas académicos y de investigación para la capacitación, el desarrollo y la adaptación de tecnologías de generación de electricidad con FNCE.
- Desarrollar, a nivel local, esquemas comunitarios para la operación de plantas de generación con FNCE en ZNI. Esto incluye la capacitación de líderes y operadores, y el diseño de arreglos organizacionales que aseguren la sostenibilidad financiera y la calidad técnica para asegurar la sostenibilidad en el tiempo de la operación de los sistemas.

²⁸⁵ Proyecto geotérmico binacional Chiles-Cerro Negro- Tufiño.

10.2.1.6. INICIATIVAS LEGISLATIVAS

Actualmente se encuentra en el Congreso de la República el Proyecto de Ley No. 278 de 2013 Senado - 096 de 2012 Cámara. Este proyecto propone regular la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Tiene como objeto *“el fomento del ahorro y la eficiencia energética; la promoción del desarrollo y utilización en el mercado energético colombiano de la energía procedente de fuentes renovables no convencionales como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético; y el establecimiento de un régimen jurídico y económico de la actividad de generación y comercialización de energía eléctrica a través de la fuentes renovables no convencionales”*.

El Proyecto de Ley define las fuentes energéticas consideradas no convencionales como *“aquella energía generada por medio de fuentes de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles pero que en el país son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente, incluyendo la Energía de Biomasa, Energía Eólica, Geotérmica y Energía Solar”*. Adicionalmente, establece instrumentos dirigidos a incentivar y promover el aprovechamiento de esas energías, el ahorro energético; y promover la inversión y el desarrollo de tecnologías limpias para generación de energía eléctrica.

Para promover el ahorro y la eficiencia energética la Ley propone: la implementación de planes de ahorro y eficiencia energética, el aprovechamiento de energías renovables no convencionales, el desarrollo de incentivos fiscales y/o financieros para la generación y comercialización de las energías renovables no convencionales, la creación de incentivos a la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías para la generación de energías renovables no convencionales, el desarrollo de reglamentaciones técnicas, sistemas de etiquetado e información al consumidor sobre la eficiencia energética de los procesos, instalaciones y productos; y el desarrollo de campañas de información y concientización.

Este Proyecto de Ley propone la reducción del impuesto de renta (por 5 años)²⁸⁶ a quienes hayan realizado inversiones en investigación, desarrollo e inversión para la generación y comercialización de energías renovables no convencionales y para el ahorro y la eficiencia energética. También crea una exención del pago de los derechos arancelarios de importación de maquinaria, equipo e insumos destinados a la construcción e instalación de centrales para la generación de energía eléctrica, que usen como fuente energías renovables.

Adicionalmente, este Proyecto de Ley indica que la actividad de generación de energía eléctrica a base de recursos renovables no convencionales tenga un régimen de depreciación acelerado, aplicado a la maquinaria, equipos y obras civiles necesarias para instalación y operación de las plantas de generación.

Finalmente esta Ley propone la creación de un régimen de precios que permita a los usuarios, regulados y no regulados, con capacidad de cogenerar o autogenerar a través de la explotación de FNCE puedan comercializar su energía excedente por medio de un mercado especial, complementario al existente. Esto con

²⁸⁶ La reducción en la renta sería de hasta el 50% del valor total de la inversión realizada.

el objetivo de lograr un incremento en la participación de las FNCE en la canasta energética del 1% para el 2020.

De otra parte, para incentivar el desarrollo de las energías renovables no convencionales el proyecto de ley propone:

- Incluir en el Plan Nacional de Desarrollo Forestal (PNDF) medidas dirigidas al aprovechamiento energético de subproductos y residuos generados por la industria forestal.
- Emitir, por parte de las Corporaciones Autónomas Regionales, disposiciones para establecer incentivos que fomenten el desarrollo de planes para el uso energético de subproductos y residuos generados por la industria forestal.
- Desarrollar, por parte de las Corporaciones Autónomas Regionales, planes que fomenten la utilización energética de la biomasa agrícola.
- Crear, por parte del Ministerio de Minas, condiciones de mercado favorables al desarrollo de la energía solar y/o eólica.
- Incentivar y fomentar trabajos de explotación e investigación sobre el recurso geotérmico.

En realidad se trata de un Proyecto de Ley que, de una u otra forma, recoge el contenido de varios de los documentos de política energética antes mencionados. Sin embargo, avanza en la presión de los incentivos económicos para la promisión de las FNCE y del ahorro y la eficiencia energética.

10.2.1.7. INVESTIGACIÓN

Actualmente el Gobierno Nacional está en proceso de elaboración del Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable en Colombia (2012). Este Plan tendría como objetivo promover el desarrollo de tecnologías para el uso más eficiente de la energía, incluidas las FNCE. Haría énfasis en la identificación de acciones de transferencia y desarrollo de tecnologías. En el proceso de elaboración de este Plan se ha hecho una priorización de proyectos tanto para el desarrollo de FNCE como para el mejoramiento de la Eficiencia Energética (EE). A continuación se presentan estos proyectos.

La siguiente tabla incluye los “*Proyectos Propuestos Prioritarios*” por el Plan de Ciencia Tecnología e Innovación en el área de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE).

Tabla 28. Proyectos propuestos prioritarios para FNCE

Proyecto	Costos US\$	Actores
Prototipos Sistemas Híbridos con FNCE	\$300,000	IPSE, Colciencias, Gobernadores, ZNI, UPME, IDEAM
Proyecto Piloto Residuos Sólidos	\$250,000	Fedemunicipios, Colciencia, GDI, Empresas de Aseo
Proyecto Piloto Solar Termina Concentrada (500KW) (factibilidad)	\$200,000	Colciencias-IPSE, Empresas Eléctricas
Proyecto Demostrativo Gasificación de Biomasa	\$500,000	Sector agroindustrial-Colciencias-GDI
Incorporación Energía Solar Térmica y diseño bioclimático en programa de	\$50.000	Min vivienda- Colciencias-GDI-PYMES

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático

Proyecto	Costos US\$	Actores
vivienda gratis		
Almacenamiento de energía Térmica y eléctrica	\$50.000	Colciencias- UPME- Min Minas-DNP
Apoyar iniciativas criollas en Mini Hidráulica de cabeza 0	\$ 350.000	Colciencias-Sector Industrial
Proyecto Piloto Geotermia de Baja Entalpía	\$ 200.000	Ecopetrol-GDI-Colciencias-ANH
Proyecto Piloto de Biocombustibles Sólidos Densificados con Torrefacción	\$ 200.000	Sector agroindustrial-Colciencias-GDI
Energía Eólica a pequeña escala	\$ 200.000	GDI empresas manufactureras materiales compuestos

La siguiente tabla incluye los “Proyectos Propuestos Prioritarios” por el Plan de Ciencia Tecnología e Innovación en el área de Eficiencia Energética (EE).

Tabla 29. Proyectos propuestos prioritarios para EE

Proyectos en el coto plazo	Objetivo	Mercado	Costos US\$	Actores
Desarrollo tecnológico de sistemas de generación de vapor de alta eficiencia mediante fortalecimiento de capacidades y proyecto demostrativo de aplicación en la industria.	Desarrollo tecnológico propio de sistemas de generación de vapor, a través de la vigilancia tecnológica, fortalecimiento de las capacidades de los GDI y empresas, caracterización del parque de equipos e implementación de proyectos demostrativos.	Industrial y Comercial	\$ 450.000	Colciencias-GDI-Fabricantes-Empresas-ESCOS
Desarrollo tecnológico de sistemas de recuperación de calor mediante fortalecimiento de capacidades y proyecto demostrativo de aplicación en la industria.	Desarrollo tecnológico propio de sistemas de recuperación de calor, a través de la vigilancia tecnológica, fortalecimiento de las capacidades de los GDI y empresas, caracterización del parque de equipos e implementación de proyectos demostrativos.	Industrial y Comercial	\$ 240.000	Colciencias-GDI-UPME-Fabricantes-Empresas-ESCOS
Fortalecimiento de capacidades y proyecto demostrativo de aplicación de sistemas de secado industriales	Lograr la transferencia tecnológica de sistemas de secado para su aplicación en el sector industrial, a través de estrategias de vigilancia tecnológica, caracterización del parque de secadores y la implementación de proyectos piloto	Industrial	\$ 380.000	Colciencias-GDI-Fabricantes-Empresas

Proyectos en el corto plazo	Objetivo	Mercado	Costos US\$	Actores
Proyecto de transferencia tecnológica de sistemas con lámparas LED. Diseño, control, fabricación de componentes, innovación en usos y aplicaciones.	Promover la transferencia tecnológica mediante diferentes mecanismos, para la gestión de sistemas de iluminación y fabricación de lámparas y componentes de la tecnología	Residencial, comercial, industrial y mercado internacional	\$ 150.000	Colciencias-GDI-Fabricantes-Empresas
Fortalecimiento de capacidades en sistemas de gestión de energía.	Aumentar el conocimiento y la aplicación de sistemas de gestión de energía principalmente en la industria	Comercial e industrial	\$ 520.000	Colciencias-GDI-UPME-Empresas

Nota: Los valores expresados en las tablas corresponden a estudios previos a su desarrollo

El desarrollo de esta agenda de investigación ciertamente se constituye en una medida de adaptación que al contribuir a promover el desarrollo de FNCE y al mejorar la eficiencia en el uso la energía por parte del sector industria, disminuirían la vulnerabilidad del SIN frente al Cambio Climático Global.

10.2.2. MEDIDAS DE ADAPTACIÓN PARA LOS EMBALSES AGREGADOS

En el numeral 8 de este documento se hizo un análisis de vulnerabilidad para los 11 embalses agregados. Ese análisis, como se indicó antes, es la base para proponer medidas de adaptación para cada uno de esos grandes embalses. A continuación se presenta, nuevamente la tabla que se incluyó bajo el numeral 8 (Tabla 142) que resume los resultados de ese análisis.

Tabla 30. Vulnerabilidad de los embalses agregados

Embalse	Cambio en afluencias ²⁸⁷	Orden según aumento en Variabilidad	No. de meses en que aumenta Variabilidad	Imp. relativa del embalse ²⁸⁸	Orden según resiliencia ²⁸⁹	Índice de Vulnerabilidad	Nivel de Vulnerabilidad
Caribe	-14%	8	5	10	4	3,5	3
Antioquia 1	-25%	2	9	4	6	168,8	1

²⁸⁷ Promedio anual

²⁸⁸ Por su capacidad instalada de generación

²⁸⁹ Dada por la capacidad de almacenamiento de los embalses reales dentro del embalse agregado

Embalse	Cambio en afluencias 287	Orden según aumento en Variabilidad	No. de meses en que aumenta Variabilidad	Imp. relativa del embalse 288	Orden según resiliencia 289	Índice de Vulnerabilidad	Nivel de Vulnerabilidad
Antioquia 2	-28%	3	10	3	9	280,0	1
Caldas	-22%	4	6	9	10	36,7	2
Cauca	-26%	5	10	1	3	156,0	1
Tolima	-15%	9	7	11	8	8,5	3
Pacífico	-47%	1	11	8	11	710,9	1
Bogotá	-9%	10	9	7	7	8,1	3
Huila	-19%	7	10	5	2	10,9	2
Oriente 1	-13%	11	6	6	1	1,2	3
Oriente 2	-10%	6	9	2	5	37,5	2

Las medidas de adaptación deben, en la medida de lo posible, atacar las variables fundamentales que determinan el nivel de vulnerabilidad. Los efectos de algunas de esas variables no se pueden atenuar (importancia relativa del embalse, resiliencia). Sin embargo, los de otras si se pueden atenuar. Este es el caso de aumentos en la variabilidad climática, disminuciones en las afluencias y numero de meses en los que aumenta la variabilidad. El impacto de estas tres variables se puede atenuar mediante el mejoramiento de la capacidad reguladora de las cuencas hidrográficas. Esta capacidad depende, fundamentalmente, del estado de conservación de la cobertura vegetal. Esto por cuanto a la cobertura vegetal puede amortiguar los impactos causados por periodos extremos de sequía o de lluvias sobre las afluencias.

Como se indicó antes, ninguno de los embalses agregados presenta índices de vulnerabilidad negativos. En todos los casos se pueden presentar aumentos en la variabilidad y disminuciones en las afluencias. En consecuencia, en todos los casos, los embalses se verían beneficiados por el mejoramiento de la capacidad de regulación de las cuencas hidrográficas. Esto es, por conservación de los ecosistemas remanentes y por la restauración de los ecosistemas degradados. Evidentemente, el valor económico de los esfuerzos hechos a lo largo de décadas en materia de conservación de ecosistemas de alta montaña debe ser significativo. Y la continuación de esos esfuerzos y el avance hacia la restauración de áreas degradadas resultan claramente justificables.

Las cuencas en las cuales los beneficios económicos de la conservación y la restauración -no necesariamente la reforestación clásica- serían mayores, serían aquellas en las cuales se esperan las mayores disminuciones en afluencias y los mayores aumentos en variabilidad: Cauca, Pacífico, Antioquia 1 y Antioquia 2. Adicionalmente, estos cuatro embalses agregados representan la mayoría de la capacidad instalada de generación del país. Estos son, además, como se presenta en la tabla anterior, los embalses con

el más alto nivel de vulnerabilidad Nivel 1²⁹⁰. En consecuencia las inversiones en restauración y conservación de las cuencas y ecosistemas de estos embalses agregados son la que generarían los mayores beneficios económicos -y evitarían los mayores costos- para el sector eléctrico.

Vale la pena anotar adicionalmente que tres de estos cuatro embalses (Cauca, Antioquia 1 y Antioquia 2) coinciden con territorios densamente poblados, que incluyen centros urbanos grandes y medianos, zonas agrícolas e industriales. Incluso, en algunas áreas de estos grandes embalses persisten problemas de deforestación y de deterioro de ecosistemas. La erosión de suelos agrícolas en laderas y la minería informal aluvial (oro y materiales de arrastre) en algunas de estas regiones continúan siendo procesos en marcha; y la erosión de suelos agrícolas en zonas de ladera es prevalente. Por lo anterior, las medidas de adaptación en estas cuencas no solo deben dirigirse a la conservación y restauración de ecosistemas degradados. Deben también incluir medidas dirigidas a controlar la erosión de suelos agrícolas y el deterioro de los cauces por la minería informal. Con esto se contribuirá a la disminución del transporte y la descarga de sedimentos hacia los cuerpos de agua y los embalses. Esto permitirá mantener en el tiempo su capacidad de generación y prolongar su vida útil lo cual, en efecto, se constituye en una medida estratégica de adaptación.

El control de la erosión de los suelos agrícolas requiere de inversiones en materia capacitación y transferencia de tecnología agropecuaria. Se trata, en este caso, de medidas de adaptación para el sector eléctrico que, en realidad, están por fuera del ámbito de competencia de las entidades del sector eléctrico y que requieren de la intervención coordinada de las entidades del sector agropecuario y del Sistema Nacional Ambiental.

Por su parte, el control del deterioro de los cauces por efectos de la minería informal (oro y materiales de arrastre) requiere de intervenciones regulatorias y de política dirigidas a la legalización/formalización de la minería tradicional. Esto permitirá a los mineros, por una parte, regularizar sus relaciones con las autoridades ambientales, y, por otra acceder a tecnologías que mitiguen sus impactos sobre los cauces. Se trata, en este caso, de medidas de adaptación para el sector eléctrico que requieren de la coordinada intervención del MME (Dirección de Formalización Minera) y de las entidades del Sistema Nacional Ambiental.

El embalse agregado del Pacífico tiene el mayor índice de vulnerabilidad, principalmente por las reducciones esperadas en precipitación y los aumentos en variabilidad climática. En este caso se trata de territorios menos extensos, de menor densidad de población y con una actividad agropecuaria de menos intensa. Sin embargo este embalse agregado incluye cuencas donde la deforestación y la minería son significativas. En este caso, la conservación de Parque Nacional de los Farallones es estratégica. Adicionalmente, los esfuerzos han de concentrarse en la conservación de los bosques de alta montaña, el control de la extracción ilícita de madera y la formalización de la minería tradicional.

²⁹⁰ Embalses agregados con Índice de Vulnerabilidad mayor a 100. Son los embalses agregados más vulnerables y expuestos a las amenazas del cambio climático. Su capacidad para generar energía en el futuro se podría ver seriamente limitada o condicionada por el cambio climático y la variabilidad climática. Estos embalses serán prioritarios para la definición de las medidas de adaptación.

En el conjunto de los embalses agregados con nivel 2 de vulnerabilidad²⁹¹ incluye los siguientes embalses: Caldas, Huila y Oriente 2. En estos podrían presentarse reducciones en el caudal que varían entre el 10% y 22%; y sus aumentos en Variabilidad Climática serían intermedios dentro del conjunto de todos los embalses agregados. Como se indicó antes, en estos casos, la conservación de los ecosistemas remantes, principalmente los de alta montaña, y la restauración de las cuencas también son medidas necesarias para atenuar el impacto de estos cambios. En estos embalses, aunque menos extensos que el del Cauca y que los dos de Antioquia, también se presentan problemas de erosión asociados a la agricultura en laderas y a la minería (oro y materiales arrastre) sobre los cauces. En consecuencia, las mismas medidas de adaptación (transferencia de tecnología agropecuaria y formalización minera) resultarían apropiadas.

Finalmente, en el conjunto de los embalses agregados con nivel 3 de vulnerabilidad²⁹² incluye los siguientes embalses: Caribe, Tolima, Bogotá y Oriente 1. En estos podrían presentarse reducciones en el caudal que varían entre el 9% y 15%; y sus aumentos en Variabilidad Climática serían los menores dentro del conjunto de todos los embalses agregados. A pesar de lo anterior, tanto las potenciales reducciones de caudal como los potenciales aumentos en variabilidad ameritan intervenciones en materia de adaptación. Como se indicó antes, en estos casos, la conservación de los ecosistemas remantes, principalmente los de alta montaña, y la restauración de las cuencas también son medidas necesarias para atenuar el impacto de estos cambios. En el caso del embalse del Caribe, la conservación del Parque Nacional Paramillo y la restauración de áreas degradadas por la colonización de la cuenca alta y media del Río Sinú resultan estratégicas. De manera similar para el caso del embalse del Tolima, la conservación del Parque Nacional de las Hermosas y la restauración de áreas degradadas por la colonización de las cuencas hidrográficas del embalse agregado resultan estratégicas. El embalse agregado de Bogotá incluye la región más densamente poblada del país. Si bien la sedimentación causada por la erosión de suelos agrícolas y por la minería también están presentes, la contaminación de las aguas del Río Bogotá se constituye en un problema ambiental relevante para el sector eléctrico. Como en los casos anteriores, en este caso la conservación del Parque Nacional Chingaza que aporta aguas al caudal del Río Bogotá también resulta estratégica como medida de adaptación. La restauración de áreas degradadas y la transferencia de tecnología para asegurar la sostenibilidad ambiental de la agricultura y de la ganadería extensiva en zonas altas (paramos y bosque alto andino) son también medidas de adaptación necesarias. Finalmente, en el embalse agregado Oriente 1, tanto la conservación y restauración de ecosistemas degradados de alta montaña como el control de los problemas de erosión de suelos agrícolas resultan necesarios. Como se indicó antes, para este fin, la coordinación entre las autoridades del Sistema Nacional Ambiental y las del sector agropecuario resulta necesaria.

²⁹¹ Embalses agregados con Índice de Vulnerabilidad menor a 100 y mayor a 10. Son embalses agregados cuya capacidad para generar energía en el futuro podría verse limitada o condicionada por el cambio climático y la variabilidad climática. Si bien no se espera que estos embalses sufran efectos significativos, las consecuencias del cambio climático sobre su capacidad de generación deben ser consideradas.

²⁹² Embalses agregados con Índice de Vulnerabilidad menor a 10 y mayor a 0. Son embalses agregados cuya capacidad para generar energía podría verse ligeramente limitada o condicionada por el cambio climático y la variabilidad climática. Se recomienda considerar los efectos del cambio climático sobre su capacidad de generación, especialmente en el largo plazo.

Los embalses agregados de Antioquia, también se presentan problemas de erosión asociados a la agricultura en laderas y a la minería (oro y materiales arrastre) sobre los cauces. En consecuencia, las mismas medidas de adaptación (transferencia de tecnología agropecuaria y formalización minera) resultarían apropiadas.

Vale pena resaltar que ningún embalse agregado resulta tener un Índice de Vulnerabilidad Negativo, por lo que ninguno es clasificado dentro del Nivel 4 de Vulnerabilidad. Lo anterior implica que, en realidad, no se espera que el cambio climático genere oportunidades para el aumento en la generación en ningún embalse. Por el contrario, todos los embalses agregados se verían afectados negativamente en cuanto a su capacidad efectiva de generación.

10.2.3. CUADROS RESUMEN MEDIDAS DE ADAPTACIÓN

10.2.3.1. RESUMEN MEDIDAS DE ADAPTACIÓN NIVEL NACIONAL

La tabla a continuación presenta de manera resumida las medidas de adaptación que se han presentado en este documento. La siguiente tabla presenta las medidas de adaptación del nivel nacional, las entidades responsables de aplicarlas y sus correspondientes metas y plazos. Es decir aquellas que corresponden a intervenciones de entidades del nivel nacional y que resultan aplicables a todo el territorio, a todos los embalses agregados, a todas las plantas de generación y a todo el mercado de energía. La segunda tabla presenta las barreras, costos y fuentes de financiación para esas mismas medidas de adaptación. Cada una de las acciones y medidas de política está descrita en mayor detalle en la sección en la cual se describe el componente de política al cual corresponde, el cual se indica en la tabla.

Tabla 31. Resumen Medidas de adaptación

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Entidad responsable	Meta	Plazo
ENERGETICO	Optimización del Uso de las Fuentes Convencionales de Energía (9.2.1.2.)	1. Eficiencia en la Generación	Mantener y profundizar el sistema de incentivos económicos del mercado de electricidad gestado por las Leyes 142 y 143 de 1993 y sus normas reglamentarias.	MME UPME CREG	Decretos MME regulaciones CREG	Permanente
			Ajuste precio tasas de uso de agua	MADS	Decreto	1 año
			Caudal Ecológico	MADS	Decreto	1 año
			Regulación emisiones	MADS	Decreto(s)	Permanente
		2. Eficiencia en la Transmisión	Mantener y profundizar el sistema de incentivos económicos del mercado de electricidad gestado por las Leyes 142 y 143 de 1993 y sus normas reglamentarias.	MME UPME CREG	Decreto(s)	Permanente
			Mantenimiento actualizado de Planes de Reducción de Pérdidas	Empresas Superintendencia	Planes	Permanente
			Mantenimiento actualizado de los límites de pérdidas aceptables.	Empresas Superintendencia	Resolución CREG	Permanente
		3. Aumento en la Capacidad de Generación con Fuentes Convencionales	Implementación Plan Energético Nacional 2006-2025 Implementación del Plan de Expansión de Referencia 2013-2025	MME	Las metas del Plan	Permanente
			Considerar de forma explícita en los planes de expansión en generación y transmisión de energía eléctrica, los riesgos asociados al cambio climático.	MME UPME CREG	Planes	Permanente
			Desarrollar una infraestructura suficiente para el transporte de gas natural.	MME	Infraestructura suficiente	Permanente
			Que el ENFICC que reportan los generadores sea el más conservador posible: utilizando la hidrología más crítica; y (en las térmicas) la garantía física del combustible se base en contratos.	Empresas UPME	ENFICCs conservadores	Permanente
	Fuentes de Regulación	4. Cambios regulatorios	Remover el límite de 19.9 MW para acceso de FVCE al SIN			
			Tarifa diferenciada para un mercado de energía de FNCE	MME UPME CREG	Resolución CREG	1 año

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Entidad responsable	Meta	Plazo
			Facilitar la entrada al SIN de proyectos de cogeneración y/o autogeneración de pequeña y mediana capacidad.	MME UPME CREG	Resolución CREG	1 año
			Diseñar un Cargo por Confiabilidad que reconozca la naturaleza y la temporalidad de las fuentes no convencionales de energía.	MME UPME CREG	Resolución CREG	1 año
			Rediseñar el sistema de subsidios a los combustibles para la generación con fuentes fósiles de energía en ZNI para que esos mismos recursos permitan transitar gradualmente hacia FNCE en las ZNI.	MME UPME CREG	Resolución CREG	1 año
		5. Energía Solar	Las mismas acciones del Programa 4	Las mismas entidades, metas y plazos del Programa 4		
			Construcción de base de información pública sobre oferta de energía solar en Colombia	IPSE IDEAM UPME	Base pública de Información para toma de decisiones de inversión	Permanente
			Adelantar los programas de investigación sobre energía solar previstos en el Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable.	COLCIENCIAS UPME MME	Tecnologías solares adecuadas para condiciones locales	Permanente
		6. Energía Eólica	Las mismas acciones del Programa 4	Las mismas entidades, metas y plazos del Programa 4		
			Construcción de base de información pública sobre oferta de energía solar en Colombia	IPSE IDEAM UPME	Base pública de Información para toma de decisiones de inversión	Permanente

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Entidad responsable	Meta	Plazo
			Adelantar los programas de investigación sobre energía eólica previstos en el Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable.	COLCIENCIAS UPME MME	Tecnologías eólicas adecuadas para condiciones locales	Permanente
		7. PCHs	Elevar el límite de 10 MW para conectarse al SIN sin necesidad de ofertar en el mercado mayorista.	MME UPME CREG	Resolución CREG	1 año
		8. Biomasa	Las mismas acciones del Programa 4	Las mismas entidades, metas y plazos del Programa 4		
			Promoción Diesel orgánico (Jatropha etc.) y Biogas para generación en ZNI	IPSE UPME CREG	Una planta piloto biogás; Una planta piloto biodiesel (Jatropha), en ZNI	2 años
			Promoción Plantaciones forestales dedicadas para producción de biomasa en ZNI	IPSE MADS CAR's	500 has plantación para biomasa en ZNI	2 años
			Adelantar los programas de investigación sobre generación con biomasa previstos en el Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable.	COLCIENCIAS UPME MME	Tecnologías solares adecuadas para condiciones locales	Permanente
		9. Geotérmica	Las mismas acciones del Programa 4	Las mismas entidades, metas y plazos del Programa 4		
			Construcción de base de información pública sobre oferta de energía geotérmica en Colombia	IPSE IDEAM UPME	Base pública de Información para toma de decisiones de inversión	Permanente

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Entidad responsable	Meta	Plazo
			Adelantar los programas de investigación geotermia previstos en el Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable.	COLCIENCIAS UPME MME	Tecnologías geotermia adecuadas para condiciones locales	Permanente
	Optimización del Consumo de Electricidad (9.2.1.3.)	10. Consumo Eficiente Sector Residencial	De acuerdo con lo previsto por el PROURE: mejoramiento de la eficiencia energética: viviendas energéticamente eficiente; remplazo de bombillas incandescentes, chatarrización de neveras.	MME	400 Viviendas de Interés Social Energéticamente eficientes	2 años
			Aumento en la cobertura del servicio gas natural domiciliario para desplazar cantadores eléctricos.	MME	600,000 calentadores a gas.	2 años
			Introducir cambios regulatorios que incentiven al micro generación a nivel de hogares con tecnología fotovoltaica.	MME UPME CREG	10 MW de energía ahorrados.	2 años
			Optimización de la distribución de subsidios entre los estratos 1,2, 3.	MME UPME CREG	Ahorro 1% en el consumo domestico de electricidad	2 años
			Adopción del Reglamento técnico de etiquetado-RETIQ	MME UPME CREG	100% de los electrodomésticos con etiquetado REITQ	5 años
		11. Consumo Eficiente Sector Industrial	De acuerdo con lo previsto por el PROURE: mejoramiento de la eficiencia energética: optimización de la cadena de frio; remplazo de luminarias, optimización de procesos de combustión, de motores convencionales, cogeneración y autogeneración; uso eficiente de la energía en Pequeñas y Medianas Empresas, renovación tecnológica para la optimización del uso de calderas, programas de gestión integral de energía en empresas.	MME UPME CREG	Metas del PROURE	5 años

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Entidad responsable	Meta	Plazo
			Adelantar los programas de investigación sobre eficiencia energética en el sector industrial previstos en el Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable.	COLCIENCIAS UPME MME	50% de las industrias con tecnologías energéticas eficientes	5 años
			Adopción del Reglamento técnico de etiquetado-RETIQ	UPME	Reglamento adoptado	1 año
		12. Consumo Eficiente Sectores comercial, público y de	De acuerdo con lo previsto por el PROURE;; mejoramiento de la eficiencia energética: fomento reconversión energética y uso eficiente y sostenible de edificaciones, caracterización y gestión de indicadores, actualización y reconversión tecnológica del alumbrado público, y sustitución de equipos de refrigeración, eficiencia energética en iluminación en entidades públicas (centros hospitalarios y colegios).	MME UPME CREG	Metas del PROURE	5 años
		11. Autogeneración	Facilitar la entrada al SIN de proyectos de cogeneración y/o autogeneración de pequeña y mediana capacidad.	MME UPME CREG	Resolución CREG Aumento de la oferta del SIN en 175 MW	1 año
		12. Cargo por Confiabilidad	Rediseñar el Cargo por Confiabilidad de manera que cada usuario pueda, de acuerdo con sus propias condiciones (aversión al riesgo, costos de desabastecimiento etc.) optar por la inclusión, o no, de este cargo en su tarifa	MME UPME CREG	Resolución CREG	1 año
			Adopción del Reglamento técnico de etiquetado-RETIQ	MME UPME CREG	Resolución CREG	1 año

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Entidad responsable	Meta	Plazo
AMBIENTAL	Políticas Ambientales (9.2.1.4.)	13. Conservación de Cuencas y Ecosistemas	Dar continuidad y profundizar el desarrollo de las siguientes políticas: Política para la Gestión Integral del Recurso Hídrico, Política para la Conservación de Áreas Naturales y la Biodiversidad, Fortalecimiento del Sistema Nacional y de los Sistemas Regionales de Áreas Protegidas, Plan Nacional de Restauración y las Políticas de Ordenamiento Territorial.	MADS	Políticas en marcha en cuencas relevantes al sector eléctrico	Permanente
			Adoptar e implementar una política de conservación de bosques que genere los incentivos económicos necesarios para promover la conservación de ecosistemas y cuencas estratégicas en áreas privadas y comunitarias.	MADS	Política adoptada por el CONPES	1 año
		14. Agenda Regulatoria	Mantener actualizada la agenda regulatoria en temas relativos a la calidad del aire, el caudal Ambiental y las tasas de uso de agua.	MADS	Políticas ambientales actualizadas	permanente
		15. Fortalecimiento Institucional	Mantener un proceso continuo de fortalecimiento de autoridades ambientales nacionales y regionales para asegurar la eficiencia y pertinencia de la regulación ambiental aplicable al sector.	MADS	Autoridades ambientales fortalecidas	Permanente
			Fortalecer en el DEAM, y fomentar en el sector privado, la capacidad para capturar, procesar, analizar, interpretar y difundir información climática útil para el diseño de medidas de adaptación a nivel local.	MADS IDEAM	Información meteorológica suficiente para decisiones de adaptación	Permanente

A continuación se presenta las barreras que podrían enfrentar el diseño y la efectiva implementación de las distintas acciones y medidas de adaptación del nivel nacional. Se hace una estimación de costo de su diseño y puesta en marcha. Este costo se refiere a los costos monetarios *adicionales* en los que el Gobierno tendría que incurrir para diseñar y poner en marcha estas acciones y medidas de adaptación. Incluye únicamente costos que se justifican por la

necesidad de disminuir la vulnerabilidad al cambio climático; y no incluye costos no-monetarios, menos tangibles (e.i. pérdidas de empleos, costos en productividad, costos ambientales, etc.). En otras palabras, se trata de costos en los que, en ausencia del problema de Cambio Climático, el Gobierno no incurriría. Entonces, se considera que aquellas medidas y acciones en marcha que en todo caso se desarrollarían, no tienen costos *adicionales*. Este es el caso, por ejemplo, de medidas tales como la construcción de infraestructura para la distribución de gas, la conservación de áreas protegidas, el desarrollo de regulaciones para mejorar la eficiencia del mercado energético etc. En estos casos, el gobierno ha planificado y viene ejecutando esas acciones y medidas por distintas razones y motivaciones; y la mayor adaptación al Cambio Climático sería, en realidad, una externalidad positiva de ellas. Este es, con frecuencia, el caso de las políticas a nivel nacional.

Tabla 32: Resumen de las medidas de adaptación del nivel nacional para el sector eléctrico

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Barreras	Costo (USD) ²⁹³	Fuente de Financiación
ENERGETICO	Optimización del Uso de las Fuentes Convencionales de Energía	1. Eficiencia en la Generación	Mantener y profundizar el sistema de incentivos económicos del mercado de electricidad gestado por las Leyes 142 y 143 de 1993 y sus normas reglamentarias.	Ninguna	No tiene costos adicionales	Nación (MEM)
			Ajuste precio tasas de uso de agua	Oposición de gremios (agrícola, energético e industrial)	150.000	CARs
			Caudal Ecológico	Oposición de gremios (agrícola, energético e industrial)	300.0000	MADS

²⁹³ Tasas de cambio: Col \$ 2.000 por USD.

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Barreras	Costo (USD) ²⁹³	Fuente de Financiación
			Regulación emisiones	Oposición de gremios (agrícola, energético e industrial)	No tiene costos adicionales	MADS
		2. Eficiencia en la Transmisión	Mantener y profundizar el sistema de incentivos económicos del mercado de electricidad gestado por las Leyes 142 y 143 de 1993 y sus normas reglamentarias.	Ninguna	No tiene costos adicionales	Nación (MME)
			Mantenimiento actualizado de Planes de Reducción de Pérdidas	Oposición de Transmisores de Energía	No tiene costos adicionales	Nación (MME)
			Mantenimiento actualizado de los límites de pérdidas aceptables.	Oposición de Transmisores de Energía	No tiene costos adicionales	Nación (MEM)
		3. Aumento en la Capacidad de Generación con Fuentes Convencionales.	Implementación Plan Energético Nacional 2006-2025 Implementación del Plan de Expansión de Referencia 2013-2025	Ninguna	No tiene costos adicionales	Nación (MEM)
			Considerar de forma explícita en los planes de expansión en generación y transmisión de energía eléctrica, los riesgos asociados al cambio climático.	Ninguna	No tiene costos adicionales	Nación (MME)
			Desarrollar una infraestructura suficiente para el transporte de gas natural.	Ninguna	No tiene costos adicionales	Privado
			Que el ENFICC que reportan los generadores sea el mas conservador posible: utilizando la hidrología más crítica; y (en las térmicas) la garantía física del combustible se base en contratos.	Oposición de Generadores	No tiene costos adicionales	Nación (MME)
		Fuente	Remover el límite de 19.9 MW para acceso de FVCE al SIN	Oposición de Generadores	No tiene costos	Nación (MEM)
		Emisiones reguladas				

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Barreras	Costo (USD) ²⁹³	Fuente de Financiación
					adicionales	
			Tarifa diferenciada para un mercado de energía de FNCE	Ninguna	200.0000	Nación (MME)
			Facilitar la entrada al SIN de proyectos de cogeneración y/o autogeneración de pequeña y mediana capacidad.	Oposición de Generadores	200.0000	Nación (MEM)
			Diseñar un Cargo por Confiabilidad que reconozca la naturaleza y la temporalidad de las fuentes no convencionales de energía.	Ninguna	200.0000	Nación (MME)
			Rediseñar el sistema de subsidios a los combustibles para la generación con fuentes fósiles de energía en ZNI para que esos mismos recursos permitan transitar gradualmente hacia FNCE en las ZNI.	Ninguna	200.0000	Nación (MME)
		5. Energía Solar	Las mismas acciones del Programa 4	-	-	-
			Construcción de base de información pública sobre oferta de energía solar en Colombia	Ninguna	2'000.000	Nación (MME)
			Adelantar los programas de investigación sobre energía solar previstos en el Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable.	Ninguna	500.000	MME COLCIENCIAS
		6. Energía Eólica	Las mismas acciones del Programa 4	-	-	-
			Construcción de base de información pública sobre oferta de energía eólica en Colombia	Ninguna	2'000.000	Nación (MME)
			Adelantar los programas de investigación sobre energía eólica previstos en el Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable.	Ninguna	200.000	MME COLCIENCIAS
		7. PCHs	Elevar el límite de 10 MW para conectarse al SIN, sin necesidad de ofertar en el mercado mayorista.	Oposición de Generadores	No tiene costos adicionales	Nación (MME)

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Barreras	Costo (USD) ²⁹³	Fuente de Financiación
		8. Biomasa	Las mismas acciones del Programa 4	-	-	-
			Promoción Diesel orgánico (Jatropha etc.) y Biogas para generación en ZNI	Ninguna	100.000	CARs
			Promoción Plantaciones forestales dedicadas para producción de biomasa en ZNI	Ninguna	2.000.000	CARs
			Adelantar los programas de investigación sobre generación con biomasa previstos en el Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable.	Ninguna	750.000	MME COLCIENCIAS
		9. Geotérmica	Las mismas acciones del Programa 4	-	-	-
			Construcción de base de información pública sobre oferta de energía geotérmica en Colombia	Ninguna	2'000.000	Nación (MME)
			Adelantar los programas de investigación geotermia previstos en el Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable.	Ninguna	720.000	MME COLCIENCIAS
	Optimización del Consumo de Electricidad (9.2.1.3.)	10. Consumo Eficiente Sector Residencial	De acuerdo con lo previsto por el PROURE: mejoramiento de la eficiencia energética: viviendas energéticamente eficiente; remplazo de bombillas incandescentes, chatarrización de neveras.	Ninguna	No tiene costos adicionales	Usuarios
			Aumento en la cobertura del servicio gas natural domiciliario para desplazar cantadores eléctricos.	Ninguna	No tiene costos adicionales	Nación (MME)
			Introducir cambios regulatorios que incentiven al micro generación a nivel de hogares con tecnología fotovoltaica.	Falta de conocimiento de los usuarios	200.0000	Nación (MME)
			Optimización de la distribución de subsidios entre los estratos 1,2, 3.	Oposición en estratos 1,2,3	300.0000	Nación (MME)
			Adopción del Reglamento técnico de etiquetado-RETIQ	Ninguna	No tiene costos	Nación (MME)

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Barreras	Costo (USD) ²⁹³	Fuente de Financiación
					adicionales	
		11. Consumo Eficiente Sector Industrial	De acuerdo con lo previsto por el PROURE: mejoramiento de la eficiencia energética: optimización de la cadena de frío; remplazo de luminarias, optimización de procesos de combustión, de motores convencionales, cogeneración y autogeneración; uso eficiente de la energía en Pequeñas y Medianas Empresas, renovación tecnológica para la optimización del uso de calderas, programas de gestión integral de energía en empresas.	Ninguna	-	Empresas
			Adelantar los programas de investigación sobre eficiencia energética en el sector industrial previstos en el Plan de Ciencia Tecnología e Innovación para el Desarrollo de la Energía Sustentable.	Ninguna	1'300.000	COLCIENCIAS MME
			Adopción del Reglamento técnico de etiquetado-RETIQ	Ninguna	No tiene costos adicionales	Nación (MEM)
		12. Consumo Eficiente Sectores comercial, público y de	De acuerdo con lo previsto por el PROURE: mejoramiento de la eficiencia energética: fomento reconversión energética y uso eficiente y sostenible de edificaciones, caracterización y gestión de indicadores, actualización y reconversión tecnológica del alumbrado público, y sustitución de equipos de refrigeración, eficiencia energética en iluminación en entidades públicas (centros hospitalarios y colegios).	Ninguna	2'000.000	Nación (MEM)

Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Barreras	Costo (USD) ²⁹³	Fuente de Financiación
AMBIENTAL		11. Autogeneración	Facilitar la entrada al SIN de proyectos de cogeneración y/o autogeneración de pequeña y mediana capacidad.	Oposición de Generadores	200.0000	Nación (MME)
		12. Cargo por Confiabilidad	Rediseñar el Cargo por Confiabilidad de manera que cada usuario pueda, de acuerdo con sus propias condiciones (aversión al riesgo, costos de desabastecimiento etc.) optar por la inclusión, o no, de este cargo en su tarifa	Ninguna	200.000	Nación (MME)
			Adopción del Reglamento técnico de etiquetado-RETIQ	Ninguna	No tiene costos adicionales	Nación (MME)
	Políticas Ambientales (9.2.1.4.)	13. Conservación de Cuencas y Ecosistemas	Dar continuidad y profundizar el desarrollo de las siguientes políticas: Política para la Gestión Integral del Recurso Hídrico, Política para la Conservación de Áreas Naturales y la Biodiversidad, Fortalecimiento del Sistema Nacional y de los Sistemas Regionales de Áreas Protegidas, Plan Nacional de Restauración y las Políticas de Ordenamiento Territorial.	Ninguna	No tiene costos adicionales	Nación (MADS)
			Adoptar e implementar una política de conservación de bosques que genere los incentivos económicos necesarios para promover la conservación de ecosistemas y cuencas estratégicas en áreas privadas y comunitarias.	Ninguna	400.000	Nación (MADS)
		14. Agenda Regulatoria	Mantener actualizada la agenda regulatoria en temas relativos a la calidad del aire, el caudal Ambiental y las tasas de uso de agua.	Ninguna	No tiene costos adicionales	Nación (MADS)

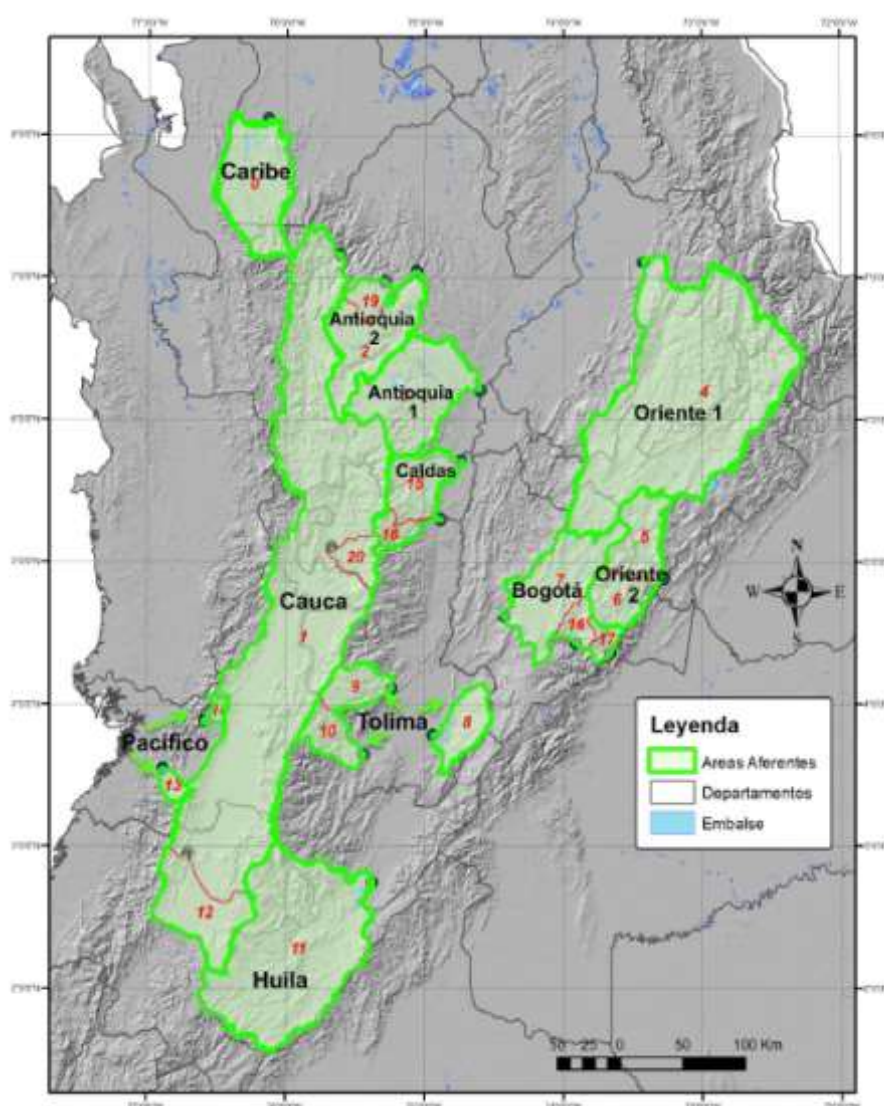
Grupo de Política	Componente de Política	Programa	Acciones/Medida	Barreras	Costo (USD) ²⁹³	Fuente de Financiación
		15. Fortalecimiento Institucional	Mantener un proceso continuo de fortalecimiento de autoridades ambientales nacionales y regionales para asegurar la eficiencia y pertinencia de la regulación ambiental aplicable al sector.	Ninguna	No tiene costos adicionales	Nación (MADS)
			Fortalecer el IDEAM, y fomentar en el sector privado, la capacidad para capturar, procesar, analizar, interpretar y difundir información climática útil para el diseño de medidas de adaptación a nivel local.	Ninguna	1'000.0000	Nación (MADS)

10.2.3.2. RESUMEN MEDIDAS DE ADAPTACIÓN DE LOS EMBALSES AGREGADOS

Además de las medidas e adaptación del nivel nacional, en el numeral 8 de este documento se hizo un análisis de vulnerabilidad para los 11 embalses agregados. Ese análisis, como se indicó antes, es la base para proponer medidas de adaptación para cada uno de ellos. Esas medidas de adaptación a nivel de embalses agregados están dirigidas, esencialmente, al mejoramiento y mantenimiento, en el mediano y largo plazo, de la capacidad reguladora de las cuencas abastecedoras de las plantas de generación, y a la prevención de la colmatación, al mantenimiento de su capacidad y a la prolongación de su vida útil.

El mejoramiento y mantenimiento, en el mediano y largo plazo, de la capacidad reguladora de las cuencas abastecedoras de los embalses requiere, en primera instancia, de la conservación de áreas protegidas - principalmente de los Parques Naturales Nacionales- en las zonas de alta montaña. La conservación de los Parques Naturales Nacionales y de otras áreas protegidas del nivel regional, corresponden a políticas ambientales en marcha desde hace décadas. Esas políticas de conservación y, más recientemente, como se indica en la sección 9.1.3, la *Política Nacional para la Gestión Integral de la Biodiversidad y sus Servicios Ecosistémicos*²⁹⁴, no fueron motivadas por razones de adaptación al cambio climático. Sin embargo, en todo caso, ellas generan beneficios en cuanto mitigan la vulnerabilidad del sector eléctrico. Dado que las políticas de conservación de áreas protegidas y de la biodiversidad probablemente se continuarían llevando acabo, incluso en ausencia del Cambio Climático, ellas, en realidad, no implican costos *adicionales* para la sociedad.

²⁹⁴ Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible- MADS. (2012). *Política Nacional para la gestión integral de la Biodiversidad y sus Servicios Ecosistémicos (PNGIBSE)*. Colombia.



Además de conservar los Parques Naturales Nacionales y demás áreas protegidas del nivel regional, el mejoramiento y mantenimiento, en el mediano y largo plazo, de la capacidad reguladora de las cuencas abastecedoras de los embalses requiere también de la restauración de áreas y ecosistemas degradados en las cuencas aferentes de las plantas de generación. Como se indicó en la sección 9.1.3. el Gobierno Nacional adoptó en el año 2010 la *Plan Nacional de Restauración, Restauración Ecológica, Rehabilitación y Recuperación de Áreas Disturbadas*.²⁹⁵ Si bien este Plan tampoco fue diseñado con el objetivo de contribuir a la adaptación del sector eléctrico al cambio climático, también contribuye a disminuir la vulnerabilidad del sector. Adicionalmente, este Plan ha priorizado la restauración de bosques naturales, paramos y vegetación

²⁹⁵ Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial-MAVDT. (2010). *Plan Nacional de Restauración. Restauración Ecológica, Rehabilitación y Recuperación de Áreas Disturbadas*. Colombia

secundaria en los departamentos de Antioquia, Córdoba, Magdalena y Boyacá con lo cual resulta particularmente relevante para los embalses agregados de Antioquia 1, Antioquia 2, Oriente 1 y Oriente 2. Aunque las políticas de restauración y rehabilitación de ecosistemas degradados y de la biodiversidad probablemente se continuarían llevando a cabo, incluso en ausencia del Cambio Climático, su alcance podría ser mayor al originalmente previsto y podría financiarse, por lo menos en parte, con las transferencias del sector eléctrico a las CARs. Dado que estas acciones podrían acelerarse y ampliar su alcance territorial, se ha estimado un costo de col \$3'00.000 por hectárea restaurada. En todo caso vale la pena aclarar que ese costo puede variar significativamente (de Col 1 MM a 10 MM) dependiendo, fundamentalmente, del nivel de deterioro del área y del objetivo de la restauración²⁹⁶.

Ahora bien, la ejecución de las inversiones para la conservación de las Áreas del Sistema de Parques Naturales Nacionales está, fundamentalmente, a cargo de la Nación; en tanto que la financiación y ejecución de las inversiones para la restauración de las áreas degradadas en las cuencas aferentes de plantas de generación corresponde, principalmente, a las CARs. Dado que parte de estos recursos provienen de las transferencias que el sector eléctrico le hace a esas entidades ambientales, su injerencia sobre su destinación puede ser significativa. Tanto las políticas de conservación de áreas protegidas y biodiversidad como las de restauración de áreas degradadas son políticas que se deben mantener, de manera indefinida, en el largo plazo.

De otra parte, la prevención de la colmatación, el mantenimiento de la capacidad y a la prolongación de la vida útil de los embalses requieren del control de la erosión y la producción de sedimentos por parte de la minería tradicional y por la agricultura en laderas. La erosión de suelos por causa de la minería informal en zonas aluviales y de la agricultura en laderas acelera la sedimentación de los embalses y disminuye su vida útil. Esto resulta en una disminución de la capacidad de esos embalses para afrontar eventos climáticos extremos. En consecuencia el control de la erosión y del flujo de sedimentos hacia los cauces y finalmente hacia los embalses se constituyen en medidas de adaptación. El control de la erosión de suelos en zonas agrícolas, requiere de programas de extensión que doten a los agricultores de tecnologías para el uso adecuado de los suelos de ladera. Como se indicó en la sección 9.1.4, el gobierno ha renovado recientemente el Sistema Nacional de Transferencia de Tecnología Agropecuaria (SINTAP). Sin embargo, ese sistema ha estado, explicablemente, dirigido hacia el aumento en la productividad; en tanto que el uso sostenible y la conservación de los suelos no han sido considerados prioritarios. En este caso, la armonización de los objetivos de política agrícola, energética y ambiental parece necesario. En ese sentido, la transferencia de tecnología que hagan las EPSAGROS²⁹⁷ en las áreas agrícolas de ladera en las cuencas aferentes de los embalses debe incluir, entre sus objetivos, el control de la erosión.

²⁹⁶ La restauración puede buscar la rehabilitación productiva del área; o la recuperación del ecosistema original mediante el repoblamiento con las especies nativas. También se pueden buscar objetivos intermedios de restauración. La definición del objetivo de restauración está condicionada por factores locales de tipo social, económico, y ambiental.

²⁹⁷ Empresas Prestadoras de Servicios de Asistencia Técnica Agroempresarial

Otra fuente relevante de sedimentos que acelera la sedimentación de los embalses, disminuye su capacidad, su vida útil y su resiliencia frente a eventos climáticos extremos es la minería tradicional/informal. Como se indicó en la sección 9.1.2, el Gobierno nacional ha adoptado una serie de normas y ha desarrollado una institucionalidad dirigidas a la formalización y al mejoramiento del desempeño ambiental de estas formas de minería, principalmente la del oro. Esas políticas contribuirían entonces a la adaptación del sector eléctrico al cambio climático en la medida en que contribuyan a la prolongación de la vida útil y a la conservación de la capacidad de los embalses. Esto es relevante en la medida en que, como se indicó en el Capítulo 5, varias de las cuecas aferentes de los embalses de las plantas de generación están afectadas por la minería tradicional/informal que es una fuente significativa de sedimentos.

Finalmente, como se explicó en la sección 9.1.3, las medidas, políticas y regulaciones de ordenamiento territorial también resultan relevantes como medidas de adaptación para el sector eléctrico a nivel local y regional. Ellas, al orientar la distribución de las actividades sociales y económicas sobre el territorio y al regular el acceso de los distintos agentes de la sociedad a los recursos naturales, incluyendo el agua, contribuirían a la conservación y al uso eficiente de los recursos hídricos de los cuales depende el sector eléctrico. En este sentido tanto los POMCAS como los POTs podrían jugar papeles relevantes. A las CARs les corresponde, por su parte, asegurar la viabilidad ambiental y la armonía y complementariedad regional entre los POTs que proponen los distintos municipios de su respectiva jurisdicción. Adicionalmente, les corresponde diseñar, atendiendo las realidades ambientales, económicas y sociales de cada cuenca, los POMCAS. Estos planes, como se ha dicho, se constituyen en normas de mayor jerarquía que los mismos POTs; y priman sobre las disposiciones generales de cualquier otro ordenamiento administrativo sobre usos del suelo y los recursos naturales. Son relevantes para el sector energético porque a su contenido deben sujetarse decisiones relativas a las reglamentaciones de corrientes, el otorgamiento de permisos, concesiones y licencias para el uso y aprovechamiento del agua. En consecuencia, pueden definir los límites y las oportunidades para la expansión del sector eléctrico; y podrían dotar a la sociedad y a las regiones de una mayor capacidad de adaptación frente a cambios climáticos extremos. El país y sus regiones se encuentran actualmente en proceso de revisión y ajuste de POT's y POMCAs. Esto representa una oportunidad para asegurar que esas regulaciones efectivamente se constituyan en medidas de adaptación de las regiones y del sector eléctrico a eventos climáticos extremos; y difícilmente predecibles. Como en casos anteriores, tanto los POT's como los POMCAs son regulaciones necesarias que, en todo caso, ocurrirían, en presencia o en ausencia de un problema de cambio climático. Y aunque, estrictamente hablando no implican costos adicionales para la sociedad, sí generan oportunidades de adaptación tanto para las regiones como para los sectores predictivos, incluido el sector eléctrico.

La tabla 33 se presenta los once embalses agregados, su nivel de vulnerabilidad y de prioridad, de acuerdo con lo estimado en la sección 8, para la aplicación de las correspondientes, medidas o acciones de mitigación. Presenta las entidades responsables de ejecutarlas, las barreras que encontrarían en su implementación y sus costos *adicionales* (cuando ellos existen). El nivel de prioridad de estas medidas (de 1 a 3) coincide con el nivel de vulnerabilidad y no tiene en cuenta otro tipo criterios de priorización (e.i.: biodiversidad, prevención de desastres, contaminación, consideraciones sociales, etc.).

Tabla 33: Resumen de las medidas de adaptación del nivel de embalses agregados

Embalse Agregado	Nivel de Vulnerabilidad (Prioridad)	Acciones/Medida	Entidad	Barrera	Costo/ (Fuente) USD ²⁹⁸	Meta/plazo
Antioquia 1	1	Conservación Áreas protegidas (parques regionales ²⁹⁹)	UAESPNN ³⁰⁰ CARs	Ninguna	No tiene costos adicionales (MADS)	mejoramiento y mantenimiento capacidad reguladora de las cuencas./ Actividad permanente
		Restauración Áreas degradadas en las áreas aferentes de las plantas de generación.	CARs	Ninguna	1500/Ha (MADS/ Transferencias)	
		Control erosión agrícola en las cuencas aferentes de los embalses.	MADR Municipios EPSAGROS ³⁰¹	Ninguna	No tiene costos adicionales (DRE ³⁰² - MADR Municipios)	Prevención de colmatación, mantenimiento de capacidad y prolongación de la vida útil de los embalses./ Actividad permanente
		Control Minería Informal	MME	Ninguna	No tiene costos	

²⁹⁸ Tasas de cambio: Col \$ 2.000 por USD.

²⁹⁹ Parques Piedras Blancas, Cuchilla, La Madera, Cerro El Capiro, San Sebastián, La Castellana, Cuchillas Alto del Órgano, Alto de las Cruces, Alto de San José, Alto el Venado y Cuchilla los Cedros

³⁰⁰ Unidad Administrativa Especial del Sistema de Parques Naturales Nacionales.

³⁰¹ Empresas Prestadoras de Servicios de Asistencia Técnica Agroempresarial

³⁰² Programa de Desarrollo Rural con Equidad.

Embalse Agregado	Nivel de Vulnerabilidad (Prioridad)	Acciones/Medida	Entidad	Barrera	Costo/ (Fuente) USD ²⁹⁸	Meta/plazo
			(Dirección de Formalización)		adicionales (MME)	
		Ordenamiento Territorial (POT, POMCAs)	CARs Municipios	Ninguna	No tiene costos adicionales (CARs Municipios)	Asegurar el uso eficiente de los recursos hídricos.
Antioquia 2	1	Conservación Áreas protegidas	UAESPNN CARs	Ninguna	No tiene costos adicionales (MADS)	Mejoramiento y mantenimiento capacidad reguladora de las cuencas./ Actividad permanente
		Restauración Áreas degradadas en las áreas aferentes de las plantas de generación.	CARs	Ninguna	1500/Ha (MADS/ Transferencias)	
		Control erosión agrícola en las cuencas aferentes de los embalses.	MADR Municipios EPSAGROS	Ninguna	No tiene costos adicionales (DRE ³⁰³ - MADR Municipios)	Prevención de colmatación, mantenimiento de capacidad y prolongación de la vida útil de los embalses. / Actividad permanente
		Control Minería Informal	MME	Ninguna	No tiene costos	

³⁰³ Programa de Desarrollo Rural con Equidad.

Embalse Agregado	Nivel de Vulnerabilidad (Prioridad)	Acciones/Medida	Entidad	Barrera	Costo/ (Fuente) USD ²⁹⁸	Meta/plazo
			(Dirección de Formalización)		adicionales (MME)	
		Ordenamiento Territorial (POT, POMCAs)	CARs	Ninguna	No tiene costos adicionales (CARs Municipios)	Asegurar el uso eficiente de los recursos hídricos.
Caldas	2	Conservación Áreas protegidas listar las áreas protegidas de este embalse ³⁰⁴	UAESPNN CARs	Ninguna	No tiene costos adicionales (MADS)	mejoramiento y mantenimiento capacidad reguladora de las cuencas./ Actividad permanente.
		Restauración áreas degradadas en las áreas aferentes de las plantas de generación.	CARs	Ninguna	1500/Ha (MADS/ Transferencias)	
		Control erosión agrícola en las cuencas aferentes de los	MADR Municipios EPSAGROS	Ninguna	No tiene costos adicionales (DRE-	Prevención de colmatación, mantenimiento de capacidad y prolongación de la vida útil de los

³⁰⁴ Parque Nacional Natural Los Nevados y Parque Nacional Natural Selva de Florencia . Reserva Forestal Protectora de Río Blanco, Reserva Forestal protectora de Torre 4, Reserva Forestal de Sabinas y Reserva Forestal de Plan Alto en el municipio de Manizales; Reserva Forestal de Bosques de La CHEC y La Marina en el municipio de Villamaría, Reserva Forestal El Diamante en el municipio de Aranzazu, Reserva Forestal Tarcará en el municipio de Aguadas, Reserva Forestal El Popal y La Linda en el municipio de Pensilvania. Distrito de Manejo Integrado Charca de Guarinocito en La Dorada, El Distrito de Manejo Integrado Cuchilla de Bellavista en Victoria, El Distrito de Manejo Integrado Laguna de San Diego en Samaná y El Distrito de Conservación de Suelos Guacas Rosario en el Municipio de Manizales

Embalse Agregado	Nivel de Vulnerabilidad (Prioridad)	Acciones/Medida	Entidad	Barrera	Costo/ (Fuente) USD ²⁹⁸	Meta/plazo
		embalses.			MADR Municipios)	embalses./ Actividad permanente
		Control Minería Informal	MME (Dirección de Formalización)	Ninguna	No tiene costos adicionales (MME)	
		Ordenamiento Territorial (POT, POMCAs)	CARs Municipios	Ninguna	No tiene costos adicionales (CARs Municipios)	Asegurar el uso eficiente de los recursos hídricos.
Cauca	1	Conservación Áreas protegidas listar las áreas protegidas de este embalse ³⁰⁵	UAESPNN CARs	Ninguna	No tiene costos adicionales (MADS)	mejoramiento y mantenimiento capacidad reguladora de las cuencas./ Actividad permanente.
		Restauración Áreas degradadas en las áreas aferentes de las plantas de generación.	CARs	Ninguna	1500/Ha (MADS/ Transferencias)	
		Control erosión agrícola en las cuencas	MADR Municipios	Ninguna	No tiene costos adicionales	Prevención de colmatación, mantenimiento de capacidad y

³⁰⁵ Reserva Natural Bajo Cauca – Nechí, Reserva de Recursos Naturales – Zona Ribereña del Bajo Cauca, Área de Reserva Forestal, Ley Segunda de 1959, Parque Nacional Natural Paramillo

Embalse Agregado	Nivel de Vulnerabilidad (Prioridad)	Acciones/Medida	Entidad	Barrera	Costo/ (Fuente) USD ²⁹⁸	Meta/plazo
		aferentes de los embalses.	EPSAGROS		(DRE-MADR Municipios)	prolongación de la vida útil de los embalses.
		Control Minería Informal	MME (Dirección de Formalización)	Ninguna	No tiene costos adicionales (MME)	
		Ordenamiento Territorial (POT, POMCAs)	CARs Municipios	Ninguna	No tiene costos adicionales (CARs Municipios)	Asegurar el uso eficiente de los recursos hídricos.
Tolima	3	Conservación Parque Natural Nacional de Las Hermosas; y de parques regionales	UAESPNN CARs	Ninguna	No tiene costos adicionales (MADS)	mejoramiento y mantenimiento capacidad reguladora de las cuencas./ Actividad permanente
		Restauración áreas degradadas en las áreas aferentes de las plantas de generación.	CARs	Ninguna	No tiene costos adicionales (MADS)	
		Control erosión agrícola en las cuencas aferentes de los embalses.	MADR Municipios EPSAGROS	Ninguna	No tiene costos adicionales (DRE-MADR Municipios)	Prevención de colmatación, mantenimiento de capacidad y prolongación de la vida útil de los embalses./ Actividad permanente

Embalse Agregado	Nivel de Vulnerabilidad (Prioridad)	Acciones/Medida	Entidad	Barrera	Costo/ (Fuente) USD ²⁹⁸	Meta/plazo
		Ordenamiento Territorial (POT, POMCAs)	CARs Municipios	Ninguna	No tiene costos adicionales (CARs Municipios)	Asegurar el uso eficiente de los recursos hídricos.
Pacífico	1	Conservación Parque Natural Nacional los Farallones; y parques regionales	UAESPNN CAR's	Ninguna	No tiene costos adicionales (MADS)	mejoramiento y mantenimiento capacidad reguladora de las cuencas./ Actividad permanente.
		Control Minería Informal	MME (Dirección de Formalización)	Ninguna	No tiene costos adicionales (MME)	Prevención de colmatación, mantenimiento de capacidad y prolongación de la vida útil de los embalses./ Actividad permanente
		Ordenamiento Territorial (POT, POMCAs)	CARs Municipios	Ninguna	No tiene costos adicionales (CARs Municipios)	Asegurar el uso eficiente de los recursos hídricos.
Bogotá	3	Conservación Parque Natural Nacional Chingaza	UAESPNN CAR's	Ninguna	No tiene costos adicionales (MADS)	Mejoramiento y mantenimiento capacidad reguladora de las cuencas./ Actividad permanente.
		Restauración áreas degradadas en las áreas aferentes de las plantas de generación.	CARs	Ninguna	No tiene costos adicionales (MADS)	

Embalse Agregado	Nivel de Vulnerabilidad (Prioridad)	Acciones/Medida	Entidad	Barrera	Costo/ (Fuente) USD²⁹⁸	Meta/plazo
		Control erosión agrícola en las cuencas aferentes de los embalses.	MADR Municipios EPSAGROS	Ninguna	No tiene costos adicionales (DRE-MADR Municipios)	Prevención de colmatación, mantenimiento de capacidad y prolongación de la vida útil de los embalses./ Actividad permanente
		Ordenamiento Territorial (POT, POMCAs)	CARs Municipios	Ninguna	No tiene costos adicionales (CARs Municipios)	Asegurar el uso eficiente de los recursos hídricos.
Huila	2	Conservación Áreas protegidas	UAESPNN CAR's	Ninguna	No tiene costos adicionales (MADS)	Mejoramiento y mantenimiento capacidad reguladora de las cuencas./ Actividad permanente.
		Restauración áreas degradadas en las áreas aferentes de las plantas de generación.	CARs	Ninguna	1500/Ha (MADS/ Transferencias)	
		Control erosión agrícola en las cuencas aferentes de los embalses.	MADR Municipios EPSAGROS	Ninguna	No tiene costos adicionales (DRE-MADR Municipios)	Prevención de colmatación, mantenimiento de capacidad y prolongación de la vida útil de los embalses./ Actividad permanente

Embalse Agregado	Nivel de Vulnerabilidad (Prioridad)	Acciones/Medida	Entidad	Barrera	Costo/ (Fuente) USD ²⁹⁸	Meta/plazo
		Ordenamiento Territorial (POT, POMCAs)	CARs Municipios	Ninguna	No tiene costos adicionales (CARs Municipios)	Asegurar el uso eficiente de los recursos hídricos.
Oriente 1	3	Conservación Áreas protegidas; listar las áreas protegidas de este embalse	UAESPNN CAR's	Ninguna	No tiene costos adicionales (MADS)	mejoramiento y mantenimiento capacidad reguladora de las cuencas./ Actividad permanente.
		Restauración áreas degradadas en las áreas aferentes de las plantas de generación.	CARs	Ninguna	1500/Ha (MADS/ Transferencias)	
		Control erosión agrícola en las cuencas aferentes de los embalses.	MADR Municipios EPSAGROS	Ninguna	No tiene costos adicionales (DRE-MADR Municipios)	Prevención de colmatación, mantenimiento de capacidad y prolongación de la vida útil de los embalses./ Actividad permanente
		Ordenamiento Territorial (POT, POMCAs)	CARs Municipios	Ninguna	No tiene costos adicionales (CARs Municipios)	Asegurar el uso eficiente de los recursos hídricos.
Oriente 2	2	Conservación Áreas protegidas; listar las áreas protegidas de	UAESPNN CAR's	Ninguna	No tiene costos	mejoramiento y mantenimiento capacidad reguladora de las cuencas./ Actividad permanente.

Embalse Agregado	Nivel de Vulnerabilidad (Prioridad)	Acciones/Medida	Entidad	Barrera	Costo/ (Fuente) USD ²⁹⁸	Meta/plazo
		este embalse			adicionales (MADS)	
		Restauración áreas degradadas en las áreas aferentes de las plantas de generación.	CARs	Ninguna	1500/Ha (MADS/ Transferencias)	
		Control erosión agrícola en las cuencas aferentes de los embalses.	MADR Municipios EPSAGROS	Ninguna	No tiene costos adicionales (DRE-MADR Municipios)	Prevención de colmatación, mantenimiento de capacidad y prolongación de la vida útil de los embalses./ Actividad permanente
		Ordenamiento Territorial (POT, POMCAs)	CARs Municipios	Ninguna	No tiene costos adicionales (CARs Municipios)	Asegurar el uso eficiente de los recursos hídricos.
Caribe	3	Conservación Parque Nacional Natural Paramillo; y parques regionales.	UAESPNN CAR's	Ninguna	No tiene costos adicionales (MADS)	mejoramiento y mantenimiento capacidad reguladora de las cuencas./ Actividad permanente.
		Restauración áreas degradadas en las áreas aferentes de las plantas de generación.	CARs	Ninguna	1500/Ha (MADS/ Transferencias)	

Embalse Agregado	Nivel de Vulnerabilidad (Prioridad)	Acciones/Medida	Entidad	Barrera	Costo/ (Fuente) USD²⁹⁸	Meta/plazo
		Ordenamiento Territorial (POT, POMCAs)	CARs Municipios	Ninguna	No tiene costos adicionales (CARs Municipios)	Asegurar el uso eficiente de los recursos hídricos.

10.3. PROGRAMA de Implementación Medidas de Adaptación.

Como se indicó anteriormente, existen una serie de medidas de adaptación que corresponden a intervenciones desde el nivel nacional (políticas, regulaciones, planes etc.); y otras que se aplicarían local y regionalmente (control de minería, control de la erosión en suelos agrícolas, ordenamiento territorial, etc.). Varias de las medidas de adaptación identificadas corresponden a políticas ya diseñadas, varias de ellas en marcha y, en algunos casos, respaldadas por normas y regulaciones ya adoptadas. Entonces, en términos generales, más que un programa nuevo dirigido a diseñar e implementar políticas para disminuir la vulnerabilidad del sector eléctrico al cambio climático, lo que se requeriría sería un esfuerzo significativo de coordinación que asegure que desde el nivel nacional y en los ámbitos regionales y locales, las políticas y programas que ya están diseñados, los se diseñen, y los que están en marcha, se ajusten e implementen de manera que se maximicen las complementariedades que entre ellas existen y se asegure que ellas efectivamente contribuyen a disminuir la vulnerabilidad del sector eléctrico a los eventos -difícilmente predecibles- del cambio climático.

Como se ha visto a lo largo de ese documento, la disminución de la vulnerabilidad del sector energético al cambio climático, requiere de políticas y regulaciones de diversos sectores (ambiental, energético, minero, agrícola, de ordenamiento territorial). Por lo tanto, la implementación de un programa de adaptación para el sector requiere de un arreglo institucional que permita la adecuada coordinación de entre los distintos sectores. Para tal fin se propone, de acuerdo con lo previsto en el CONPES 3700 de 2011, que la coordinación de la implementación y el ajuste de las distintas medidas de adaptación se desarrollen dentro del marco organizacional del Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA) que se creó con el objetivo de coordinar, armonizar y garantizar la complementariedad de las distintas instituciones y políticas que contribuyan a la mitigación y adaptación. A la cabeza de este sistema está la Comisión Interinstitucional de Cambio Climático (COMICC) que es presidida por el DNP y que está integrada por los Ministros o Viceministros de Agricultura, Ambiente, y Minas y Energía, entre otros. Dado que las políticas más relevantes para asegurar la adaptación del sector eléctrico provienen precisamente de estos sectores, el arreglo institucional previsto por el CONPES 3799 de 2011 resulta ser claramente pertinente.

De otra parte, la coordinada implementación a nivel regional y local (embalses agregados, cuencas) de medidas de adaptación tales como la restauración de áreas degradadas, la conservación de áreas regionales protegidas, el desarrollo de proyectos de transferencia de tecnología a agricultores, la formalización la minería tradicional, el ordenamiento territorial etc. requieren de espacios de coordinación en los ámbitos regional y local. De acuerdo con lo previsto por el CONPES 3700 de 2011, para el desarrollo de actividades a nivel regional y local, el SISCLIMA debe transferir responsabilidades directas a los territorios en materia de mitigación y adaptación al Cambio Climático. En este sentido, resultaría adecuado aprovechar los "*nodos regionales para el cambio climático*" que, bajo la coordinación de la Dirección de Cambio Climático del MADS y del IDEAM están conformados por Corporaciones Autónomas Regionales, las Corporaciones para el Desarrollo Sostenible y las Unidades Ambientales Urbanas; con la participación del sector privado. Estos nodos se establecieron con el objetivo de coordinar, articular y desarrollar gestiones interinstitucionales para

la implementación de estrategias y acciones de adaptación y mitigación al cambio climático. El siguiente mapa presenta la jurisdicción territorial de los ocho nodos regionales.

Figura 72: Nodos Regionales para el Cambio Climático



Como lo indica el mapa anterior, sobre el territorio de Colombia existen 8 nodos regionales: Amazonía, Orinoquía, Antioquía, Caribe, Pacífico, Eje Cafetero, Norandino, y Oriente. Aunque los embalses regionales no siempre están contenidos dentro del mismo nodo, en todo caso ese arreglo organizacional se constituye en una oportunidad de coordinación útil. En aquellos casos en los que, como ocurre en el embalse agregado del Cauca, el embalse cubre el territorio de más de un nodo, será necesario el trabajo coordinado entre nodos para efectos de asegurar la eficiente implementación de las medidas de las medidas de adaptación.

Desde el nivel nacional resulta necesario armonizar las iniciativas y políticas ambientales (conservación de áreas protegidas, restauración de áreas degradadas, gestión de recursos hídricos, tasas, caudal ecológico, lineamientos de POMCAS, etc.), con las políticas, estrategias y planes del sector eléctrico (planes de expansión, diversificación de la canasta energética, eficiencia energética, cargos de confiabilidad, investigación, sistemas de certificación, etc.). Idealmente, esas políticas, estrategias y planes deben diseñarse, ejecutarse y ajustarse teniendo presentes las restricciones y oportunidades que las estrategias y políticas ambientales generan. De la misma manera, en el proceso de diseño y ejecución de las iniciativas y políticas ambientales se deben tener presente la necesidad de aprovechar los recursos energéticos (todas las fuentes) de la manera socialmente más eficiente. El logro de estos dos propósitos requiere de la estrecha coordinación entre las agencias del gobierno responsables de estos dos sectores. Como se ha dicho la Comisión Interinstitucional de Cambio Climático (COMICC) jugaría un papel central en la coordinación.

Ahora bien, para maximizar la contribución de las distintas políticas, acciones sectoriales y ambientales a nivel local y de los embalses agregados, es necesario asegurar que ellas se ajusten, ejecuten y evalúen teniendo presente su contribución como medidas de adaptación del sector eléctrico. Para esto es necesario que exista, a lo largo de su proceso de implementación, la capacidad de evaluarlas, ajustarlas, en cada embalse

agregado, teniendo en cuenta las restricciones y oportunidades localmente relevantes, de tal manera que se generen los mayores beneficios posibles, a los menores costos, en términos de adaptación del sector.

11. CONCLUSIONES

- Se han identificado dos tipos principales de medidas de adaptación que le pueden dar al sector energético colombiano la capacidad para prevenir, mitigar, reaccionar y enfrentar de manera oportuna a las amenazas asociadas al cambio climático. El primer tipo corresponde a medidas de adaptación de alcance nacional. Estas corresponden, principalmente, a intervenciones en el ámbito de las políticas y las regulaciones emitidas por las autoridades del Gobierno Nacional y por el Congreso de la República. De estas medidas de adaptación son objeto todos los agentes en todas las regiones. El segundo tipo de medidas son identificadas, priorizadas y aplicadas de manera regional, considerando la vulnerabilidad de los embalses agregados al cambio climático, y sus particulares realidades sociales y ambientales.
- Existen medidas de adaptación en marcha, algunas desde hace décadas, que han contribuido a disminuir sensiblemente la vulnerabilidad del sector energético a eventos climáticos extremos. La Ley 143 de 1994 y sus normas regulatorias crearon un marco institucional, de política y un mercado energético cuyo objetivo es asegurar un abastecimiento confiable de electricidad guiado por principios de economía y eficiencia. Como se ha visto, estas normas generaron los incentivos necesarios para la expansión de la capacidad de generación y de transmisión y crearon condiciones favorables para la diversificación de las fuentes de energía. Es de vital importancia mantener y profundizar el sistema de incentivos económicos del mercado de electricidad gestado por las Leyes 142 y 143 de 1993 y sus normas reglamentarias.
- Otras medidas de adaptación en marcha, también desde hace décadas, son las relacionadas con las estrategias de conservación de ecosistemas andinos. De particular relevancia para el sector eléctrico ha sido la estrategia de conservación del Sistema de Parques Naturales Nacionales, y más recientemente las estrategias regionales de conservación de áreas protegidas. La continuación y profundización de estos esfuerzos de política nacional, lo mismo que su complementación con estrategias y políticas más recientes dirigidas a la restauración de ecosistemas degradados, al ordenamiento ambiental del territorio y a la conservación y manejo de los recursos hídricos, se constituyen en medidas estratégicas de adaptación del sector eléctrico de la mayor importancia. Evidentemente, el valor económico de los esfuerzos hechos a lo largo de décadas en materia de conservación de ecosistemas de alta montaña debe ser significativo. La continuación de esos esfuerzos y el avance hacia la restauración de áreas degradadas resultan claramente justificables.
- Adicionalmente, se han identificado cuatro grupos principales de medidas de adaptación. El primero hace referencia a medidas encaminadas a *Optimizar el Uso de las Fuentes Convencionales de Energía*, e incluye recomendaciones para mejorar la eficiencia en la generación y transmisión de energía y para aumentar la capacidad de generación a partir de fuentes convencionales. En el segundo grupo se proponen medidas que *buscan Diversificar las Fuentes de Energía y Fomentar el Uso de las Fuentes no Convencionales*. Este grupo propone cambios regulatorios y programas para fomentar el uso de la energía solar, eólica, PHCs, a partir de biomasa y geotérmica. Esto mediante la construcción de un entorno regulatorio y económico favorable para su desarrollo; y que les permita competir en el mercado de energía. El tercer grupo de programas y medidas busca *Optimizar el Consumo de Energía*. Este grupo incluye incentivos para un consumo eficiente en el sector residencial, en el industrial y en el comercial, público y de servicios; contiene medidas para fomentar la autogeneración de energía; e

incluye consideraciones sobre el cargo por confiabilidad. El cuarto y último grupo incluye programas y recomendaciones encaminados a profundizar en las estrategias de *Conservación de las Cuencas y Ecosistemas*. Estas resultan estratégicas para compensar las reducciones potenciales los caudales y los potenciales aumentos en variabilidad climática. En este grupo también se consideran medidas de adaptación referentes al fortalecimiento institucional para incrementar la capacidad de producir y difundir información climática útil para el diseño de medidas de adaptación a nivel local.

- Las modelaciones realizadas en el marco de este estudio apuntan a que el cambio climático podría limitar la capacidad efectiva de generación en todos los embalses agregados. El cambio climático probablemente no generaría oportunidades para el aumento en la capacidad efectiva de generación para ningún embalse agregado en el país. Los embalses agregados se clasificaron según su nivel de vulnerabilidad al cambio climático en cuatro categorías. Se encontró que los más vulnerables (Nivel 1 de Vulnerabilidad) son: Pacífico, Cauca, Antioquia 1 y Antioquia 2.
- Probablemente, en todos los embalses agregados se pueden presentar aumentos en la variabilidad climática y disminuciones en las afluencias. En consecuencia, en todos los casos, los embalses se verían beneficiados por el mejoramiento de la capacidad de regulación de las cuencas hidrográficas. Esto es, por conservación de los ecosistemas remanentes y por la restauración de los ecosistemas degradados.
- Las medidas de adaptación deben, en la medida de lo posible, atacar las variables fundamentales que determinan el nivel de vulnerabilidad. Los efectos de algunas de esas variables no se pueden atenuar. Sin embargo, es posible atenuar el efecto de variables tales como el aumento en la variabilidad climática, la disminución en las afluencias y el número de meses en los que aumenta la variabilidad. Esto mediante el mejoramiento de la capacidad reguladora de las cuencas hidrográficas que depende, fundamentalmente, del estado de conservación de la cobertura vegetal.
- Las cuencas en las cuales los beneficios económicos de la conservación y la restauración serían mayores, serían aquellas en las cuales se esperan las mayores disminuciones en afluencias y los mayores aumentos en variabilidad: Cauca, Pacífico, Antioquia 1 y Antioquia 2. En consecuencia las inversiones en restauración y conservación de las cuencas y ecosistemas de estos embalses agregados son la que generarían los mayores beneficios económicos -y evitarían los mayores costos- para el sector eléctrico.

12. BIBLIOGRAFÍA

1. Alcaldía de Alejandría (2013). *Nuestro municipio*. Tomado de la página web: http://alejandria-antioquia.gov.co/informacion_general.shtml
2. Alcaldía de Chaparral. (2013). *Nuestro Municipio*. Tomado de la página web: <http://chaparral-tolima.gov.co/index.shtml#2>
3. Alcaldía de Medellín, CORANTIOQUIA, CORNARE (2013) *Evaluación de la huella hídrica en la cuenca del Río Porce*. Colombia
4. Alcaldía del Huila (2013). *Embalse Betania*. Tomado de la página web: <http://www.huila.gov.co/documentos/P/POPABetaniaTexto.pdf>
5. Alcaldía del Huila (2013). *Embalse el Quimbo*. Tomado de la página Web: <http://www.huila.gov.co/documentos/agricultura/EL%20QUIMBO/QUIMBO%20-%20VISITA.pdf>
6. Alcaldía Mayor de Bogotá (2007). *Plan de Ordenamiento y Manejo de la Cuenca Hidrográfica del Río Tunjuelo*. Colombia.
7. ANLA (2012). *Resolución 706 de 2012*. Colombia
8. ANLA (2013a). *Auto N° 299*. Colombia
9. ANLA (2013b). *Resolución 0031*. Colombia.
10. ANLA (2013c). *Auto No. 0062 del 11 de Enero de 2013*. Colombia.
11. ANLA (2013d). *Auto No. 2165*. Colombia
12. Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica- ASOCODIS. (2013). *Asociados*. Tomado de la página Web: <http://www.asocodis.org.co/cms/Default.asp?Page=150>
13. Banco Interamericano de Desarrollo-BID. (2011). *Desarrollo de una estrategia para BANCÓLDEX para financiar proyectos de mitigación de gases de efecto invernadero CO-T1153*. Colombia.
14. Banco Mundial. *Climate Risk and Adaptation Country Profile: Colombia. Vulnerability, Risk Reduction, and Adaptation to Climate Change*. Washington, DC, 2011.
15. Bermúdez, R. (2006). *Vertimiento de lodos en la Cuenca del Río Anchicayá, 2001 Testimonios y recuerdos de los pobladores*. Colombia.
16. Biblioteca Virtual de Desarrollo Sostenible y Salud Ambiental. (s.f.). *Capítulo 2: Los escenarios de Cambio Climático*. Tomado de la página web: <http://www.bvsde.paho.org/bvsacd/cd50/escenarios/cap2.pdf>
17. BID. (2006). *CO-L1005 Informe terminación de proyecto*. Colombia.
18. BIRD LIFE INTERNATIONAL. (2013) *Important Bird Areas factsheet: Embalse de Punchiná y su zona de protección*. Tomado de la página web: <http://www.birdlife.org>
19. Cadena, A. (2012). *Perspectivas de la industria minero energética para Colombia. Encuentro*. Capital humano para la competitividad minero- energética. Colombia.
20. CAR. (2006). *Informe del recorrido por el río Bogotá, para la identificación de puntos críticos en su dinámica hidráulica*. Tomado de la página web: <http://www.sire.gov.co/riobogota/documentos/docs/infoRecorridoAcuaticoAereo.pdf>
21. CAR. (2006). *Plan de Ordenación y manejo de la cuenca hidrográfica del Río Bogotá*. Colombia.
22. CELSIA. (2012). *Porvenir II*. Tomado de la página web: <http://www.celsia.com/site/Negocios/Generaci%C3%B3ndeenerg%C3%ADa/Proyectos/PorvenirII.aspx>
23. Center for Global Development. *Quantifying Vulnerability to Climate Change: Implications for Adaptation Assistance*. Working Paper 240. Washington, DC, 2011.

24. CHEC. (2013). *Informe de presentación al Mercado Reasegurador*. Colombia
25. CHEC.(2013). *Centrales hidráulicas*. Tomado de la página web: <http://www.chec.com.co/drupal3/node/43>
26. CODENSA. (2013). *Reglamento de comercialización del servicio público de energía eléctrica*. Tomado de la página web: http://empresas.micodensa.com/BancoConocimiento/R/reglamento_de_comercializacion/reglamento_de_comercializacion.asp
27. CODESAN (2004). *La Cuenca del Río La Miel*. Colombia
28. CONDESAN. (2012). *Indicadores para evaluar y monitorear el estado de la biodiversidad en los Andes Tropicales*. Tomado de la página web: <http://www.comunidadandina.org/Upload/2013614172622indicadores.pdf>
29. Consorcio COPOEMA-CUSA, UPME. (2012). *Caracterización energética del sector residencial urbano y rural en Colombia*. Volumen 2-Caracterización por piso Térmico. Bogotá.
30. Consorcio Energético Corpoema. (2010). *Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE)*. Volumen 3- Elementos de política, riesgos ante el cambio climático. Complementariedad entre las FNCE y el SIN y Costos indicativos de las FNCE.
31. CORANTIOQUIA (2006). *Formulación del Plan de Ordenación y Manejo de las Áreas de Regulación hídrica, con influencia sobre el proyecto de hidroeléctrica Porce II – III*. Colombia
32. CORANTIOQUIA (2006). *Plan de Gestión Ambiental 2009 – 2019*. Colombia.
33. CORANTIOQUIA (2007) *Plan de gestión ambiental regional. Capítulo 2. Análisis integral del territorio*. Colombia
34. CORANTIOQUIA (sf). *Municipio Carolina del Príncipe*. Colombia
35. CORNARE (2007). *Descripción de cuencas y tramos de cuenca jurisdicción CORNARE*. Colombia.
36. CORNARE (2009). *Plan de gestión ambiental regional 2009-2034* . Colombia
37. CORPOCALDAS (sf). *Generalidades ambientales del departamento de Caldas. Plan de Prevención, Mitigación y Contingencias de incendio Forestales del Departamento de Caldas*. Colombia
38. Corpocaldas. (2001). *Plan de Gestión Ambiental Regional para Caldas*. Región Centro Sur. Colombia.
39. CORPONOR. (2009). *Síntesis Ambiental*. Santander, Colombia.
40. Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca – CVC. *Capítulo 8, Análisis Ambiental*. Colombia
41. CORTOLIMA (2008a). *Plan de Ordenación y Manejo del Río Prado*. Capítulo 2.3. Colombia.
42. CORTOLIMA (2008b). *Plan de Ordenación y Manejo del Río Prado*. Capítulo 3. Colombia.
43. Cramton & Stoff. (2006). *Colombia Firm Energy Market.*, Documento final preparado para la C.R.E.G., Colombia
44. CRC. (2009). *Diagnóstico ambiental en el municipio Suarez*. Colombia.
45. CREG. (2013). *Asesor técnico de la CREG*. Conversación telefónica el día 11 de diciembre de 2013.
46. CVC. (2006). *Caracterización del río cauca y sus tributarios*. Capítulo 3. Tomado de: <http://www.cvc.gov.co/cvc/Mosaic/dpdf1/volumen8/3-caracterizacionrcytv8f1.pdf>
47. DANE. (2005). *Censo 2005*. Colombia
48. DNP (2009). *Proyecto hidroeléctrico Porce*. Tomado de la página web: <https://www.dnp.gov.co/Portals/0/archivos/documentos/GCRP/Presentaciones/Proyecto%20Hidroel%C3%A9ctrico%20Porce%20IV.pdf>

49. DNP. (2010). *Hidroeléctrica Itango*. Tomado de la página web: <https://www.dnp.gov.co/Portals/0/archivos/documentos/GCRP/Presentaciones/Hidroel%C3%A9ctrica%20Itango.pdf>
50. El país. (2013). *Graves problemas Sanitarios por descenso del lago calima*. Tomado de la página web: <http://historico.elpais.com.co/paisonline/notas/Abril262004/B426N1.html>
51. EMGESA. (2013). *Datos técnicos Proyecto el Quimbo*. Tomado de la página Web: <http://www.proyectoelquimboemgesa.com.co/site/Default.aspx?tabid=72>
52. Empresa Urrá. S.A. E.S.P. (2013). *Descripción técnica central hidroeléctrica Urrá I*. Tomado de la página web: <http://www.urra.com.co/DescTecnica.php>
53. Empresa Urrá. S.A. *Localización Central URRÁ*. Tomado de la página web <http://www.urra.com.co/Localizacion.php>.
54. EPM (2011). *Gestión ambiental y social EPM 2011 en las áreas de influencia de sus centrales de generación de energía eléctrica*. Colombia.
55. EPM (2013) *Sistema de generación de energía de EPM*. Tomado de la página web: <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrasplantas/Energ%C3%ADa/Centraleshidroel%C3%A9ctricas.aspx>
56. EPM (2013). *Que pasa hoy con Porce?*. Tomado de la página web: <https://www.epm.com.co/site/Home/Saladeprensa/BoletinesEstamosAhi/LoquedebemossaberdePorceIV.aspx>
57. EPM. (2013). *Proyecto Ituango*. Tomado de la página web: <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrosproyectos/Ituango/Datosdelproyecto.aspx>
58. EPSA (2013) *Comunicación con la comunidad*. Tomado de la página web:
59. EPSA. (2013). *Bajo Achicayá*. Tomado de la página web: <http://www.epsa.com.co/es-es/nosotros/nuestrascentrales/bajoanchicay%C3%A1.aspx>
60. EPSA. (2013). *Calima*. Tomado de la página web: <http://www.epsa.com.co/es-es/nosotros/nuestrascentrales/calima.aspx>
61. EPSA. (2013). *Central Salvajina*. Tomado de la página web: <http://www.epsa.com.co/es-es/nosotros/nuestrascentrales/salvajina.aspx>
62. FAO (2013). *Aprovechamiento Acuicola de Embalses en Colombia*. Tomado de la página web: <http://www.fao.org/docrep/field/003/ab488s/AB488S04.htm> Colombia
63. GermanWatch. *Global Climate Risk Index 2013*. Bonn, Alemania. Tomado de la página web e: <http://germanwatch.org/en/5696>
64. Giraldo, M. (2013). *Generalidades Cuenca del río Campoalegre*. Colombia
65. GOZALEZ, Eugenia (2009) *Gestión del aguay planificación territorial en ámbitos metropolitanos: el caso del Valle de Aburra*. Colombia.
66. Grupo Intergubernamental de Expertos de Cambio Climático. *Informe especial IPCC: Escenarios de Emisiones, 2000*. Tomado de la página web: <http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/spm/sres-sp.pdf>
67. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático IPCC. *Cambio climático y biodiversidad, Documento técnico V del IPCC*. Ginebra, Suiza, 2002.
68. Humboldt. (2012). *El Caso del río Achicayá, una fallo trascendente para el medio ambiente*. Colombia.
69. IDEAM. (Julio de 2012). *Posibles efectos naturales y socioeconómicos del fenómeno "El Niño" en el periodo 2012-2013 en Colombia*. Tomado de la página web: <http://www.crantioquia.org.co/LinkClick.aspx?fileticket=EGTOxFAffBk%3D&tabid=247>

70. IDEAM. (sf). *Aspectos del Cambio Climático y Adaptación en el Ordenamiento Territorial de Alta Montaña. Guía metodológica*. Colombia
71. INGETEC. (2013). *Proyecto Chingaza*. Tomado de la página web: <http://www.ingetec.com.co/experiencia/textos-proyectos/acueductos-alcantarillados/chingaza-ampliacion/F3n.htm>
72. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia- IDEAM (2004). *Guía Técnico Científica para la ordenación y Manejo de Cuencas*. Colombia.
73. Intergovernmental Panel on Climate Change. *Working Group I: The scientific Basis*, 2001. Tomado de la página web: <http://www.ipcc.ch/ipccreports/tar/wg1/029.htm#storya1>
74. ISAGEN (2011). *Flora de Embalses*. Centrales Hidroeléctricas de ISAGEN en el oriente antioqueño San Carlos, Jaguas y Calderas. Colombia
75. ISAGEN (2012) *Miel I y trasvase Guarinó*. Tomado de la página web: <http://www.isagen.com.co/comunidades/centrales/miel-y-transvase-guarino/poblacion/>
76. ISAGEN (2013) *Central Hidroeléctrica Jaguas*. Tomado de página web: <http://www.isagen.com.co/nuestra-empresa/produccion-de-energia/generacion-hidroelectrica/central-hidroelectrica-jaguas/>
77. ISAGEN (2013) *Plan de Manejo Ambiental Trasvase Manso – Miel*. Colombia
78. ISAGEN (2013). *Central Hidroeléctrica Calderas*. Tomado de la página web: <http://www.isagen.com.co/nuestra-empresa/produccion-de-energia/generacion-hidroelectrica/central-hidroelectrica-calderas/>
79. ISAGEN. (2013). *Proyecto Hidroeléctrico Sogamoso*. Colombia
80. MAVDT (Actual Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS) (2010). Restauración Ecológica, Rehabilitación y Recuperación. Plan Nacional de Restauración de Ecosistemas. Colombia
81. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible- MADS. (2012). *Política Nacional para la gestión integral de la Biodiversidad y sus Servicios Ecosistémicos (PNGIBSE)*. Colombia.
82. Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial- MAVDT, ahora Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenibles- MADS. (2010). *Política Nacional para la Gestión Integral del recurso Hídrico*. Colombia
83. Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. (2009). Resolución 413 de 2009. Plan de Manejo Ambiental Centrales hidroeléctricas Ínsula, Esmeralda y San Fráncisco. Colombia
84. Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. (2010). *Aplicación de la propuesta de metodología de zonificación ambiental de cuencas hidrográficas*. Colombia.
85. Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. (2010). *Plan Nacional de Restauración. Restauración Ecológica, Rehabilitación y Recuperación de Áreas Disturbadas*. Colombia
86. [Ministerio de Minas y Energía \(2013\). Reglamento Técnico de etiquetado – RETIQ. Colombia](#)
87. Ministerio de Minas y Energía, UPME, IDEAM, Colciencias. (2011). *Atlas de Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia*. Colombia.
88. Ministerio de Minas y Energía. (2007). *Plan Energético Nacional 2006-2015*. Colombia
89. Ministerio de Minas, UPME, IDEAM. (2006). *Atlas del viento y Energía Eólica de Colombia*. Colombia
90. Organización de Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura- FAO. (2013). *Avances en el manejo y aprovechamiento acuícola de embalses en Colombia*. Tomado de la página web: <http://www.fao.org/docrep/field/003/ab488s/AB488S05.htm>
91. ORTEGA, Gabriel (2005). *Proyecto hidrológico del Río Amoyá*. Colombia.

92. Ospina Noreña, J. E., Gay García, C., Conde, A. C., & Magaña, V. O. *Vulnerability of water resources in the face of potential climate change: generation of hydroelectric power in Colombia*. Revista *Atmósfera* 22 (3), 229-252. 2009.
93. Parques Nacionales Naturales de Colombia. (2013). *Naturaleza y Ciencia del Parque Nacional Natural Chingaza*. Colombia
94. Parques Nacionales Naturales de Colombia. (2013). *Página web oficial*; www.parquesnacionales.gov.co. Colombia
95. Pérez, A. (2009). *El problema del río Bogotá*. Tomado de la página web: <http://alverde vivo.org/SitioAntiguo/Documentos/EL%20PROBLEMA%20DEL%20RIO%20BOGOTA.pdf>
96. Pontificia Universidad Javeriana, Unidad de Planeación Minero Energética –UPME & COLCIENCIAS. (2013). *Evaluación del potencial hidroeléctrico de Colombia*. Taller de socialización No.1. Bogotá.
97. PROAVES (2010) *Conservación de los bosques y páramos de la cuenca alta del Cucuana mediante la implementación de la campaña del orgullo y acuerdos recíprocos por agua*. Colombia.
98. República de Colombia (2002a). *Decreto 1729 de 2002*. Colombia
99. República de Colombia (2002b). *Decreto 1604 de 2002*. Colombia
100. República de Colombia (2012). *Decreto 1640 de 2012*. Colombia
101. República de Colombia. *Resolución 156 de 2011*. Colombia
102. República de Colombia. *Resolución CREG 084 de 1996*. Colombia.
103. Rondán, G. Bohórquez, A & Castaño, R. (2008). *Estudio limnológico del embalse del Guavio (Colombia)*. Colombia
104. UNAL (2006). *Operación y funcionamiento de los generadores sincrónicos modernizados en la central hidroeléctrica de Guadalupe IV*. Medellín, Colombia
105. UNAL. (2004). *Oferta hídrica del área de manejo especial “sistema de páramos y bosques altoandinos del noroccidente medio antioqueño”*. Colombia
106. Unidad de Planeación Minero Energética - UPME e Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia-IDEAM.(2005). *Atlas de Radiación Social de Colombia*. Bogotá, Colombia.
107. Unidad de Planeación Minero Energética- UPME. (2012). *Sector Nacional Eléctrico Nacional*. Colombia.
108. Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. (2013). *Instituciones y políticas para una economía baja en carbono: Universidad Nacional de Colombia- Empresas Públicas de Medellín*. Taller de socialización No.1. Bogotá
109. Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. (2013). *Plan de Expansión de referencia- Generación y Transmisión- 2013-2027*. Colombia.
110. Universidad Nacional de Colombia. (2004). *La cuenca del río Magdalena*. Tomado de: <http://desastres.usac.edu.gt/documentos/pdf/spa/doc8918/doc8918-7ane.pdf>
111. Universidad de Sucre. (2008). *Efectos Ambientales Generados por la Construcción y operación de un embalse; Efectos Ambientales Generados por la Construcción y operación de la Hidroeléctrica de Urrá I*. Sincelejo, Colombia.
112. Universidad Nacional de Colombia. (2006). *Estudio hidrológico e hidráulico de la Cuenca del Río San Eugenio*. Colombia
113. Universidad Nacional de Colombia. (2010). *Consideraciones de escala en la estimación de la carga anual de sedimentos en suspensión en la cuenca del río San Jorge*. Colombia
114. UPME. *Plan energético Nacional 2006-2025. Contexto y estrategias*. Bogotá, 2007.

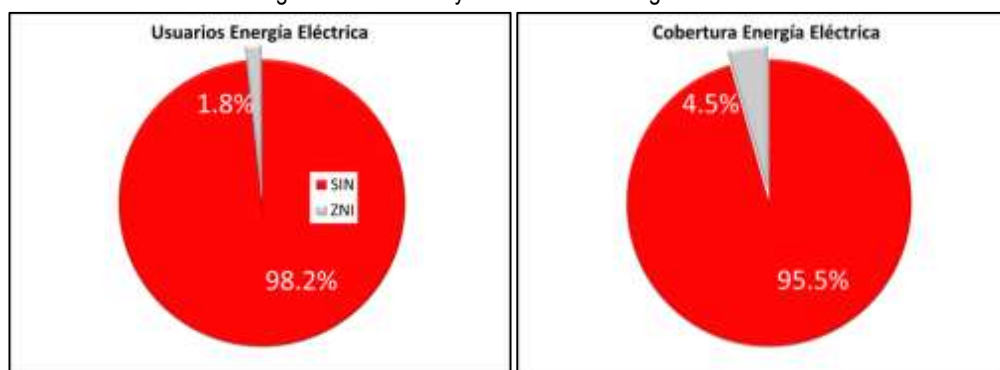
115. Walter Vergara, Alejandro Deeb, Natsuko Toba, Peter Cramton & Irene Leino. (2010). *Wind Energy in Colombia: A Framework for Market Entry*. The World Bank, July 2010.
116. XM Compañía Expertos en Mercados. (2013a). *Descripción del Sistema electro colombiano*. Datos Pequeñas Centrales Eléctricas. Tomado de la página web:
<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>
117. XM Compañía Expertos en Mercados. (2013b). *Operación del Sistema Interconectado Nacional y administración del mercado*. Tomado de la página web:
<http://www.xm.com.co/Pages/OperaciondelSINyAdministraciondelMercado.aspx>
118. XM Compañía Expertos en Mercados. (2013c). *Descripción y organización*. Tomado de la página web:
<http://web.ing.puc.cl/~power/alumno12/operindep/Caso%20XM.html>.
119. XM Expertos en Mercados (s.f). *Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano*. Tomado de la página web:
<https://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>.
120. XM.(2013d). *Datos pequeñas Centrales eléctricas*. Tomado de la página web
<http://www.xm.com.co/Pages/DescripciondelSistemaElectricoColombiano.aspx>

13. ANEXOS

13.1. CARACTERÍSTICAS ADICIONALES DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

El sector energético en Colombia tiene una cobertura del 95.5%. De este total de usuarios el 98.2% es usuario del Sistema Interconectado Nacional (SIN), lo que implica que la mayoría del país depende de la confiabilidad que este sistema les pueda proveer para contar con un suministro constante de energía.

Figura 73. Usuarios y Cobertura de energía eléctrica



Fuente: UPME, 2012

El SIN se encuentra en la Región Central o Andina y en la Costa Atlántica, presentando dos grandes subsistemas: el Central y el de la Costa Atlántica. Estos subsistemas están interconectados por el sistema de 500kV, en un principio con un doble circuito desde San Carlos hasta Sabanalarga, para luego ser cerrado en anillo con un circuito desde Bolívar hasta Primavera y Bacatá, tal como se muestra en la siguiente Figura;**Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Figura 74. Sistema de Transmisión Nacional a 2012



Fuente: UPME, 2012

Como se menciona en el documento, la generación de electricidad en Colombia es principalmente hidráulica. Las gráficas a continuación presentan la capacidad instalada y la generación por tipo de fuente.

Figura 75. Capacidad de Generación por tipo de fuente



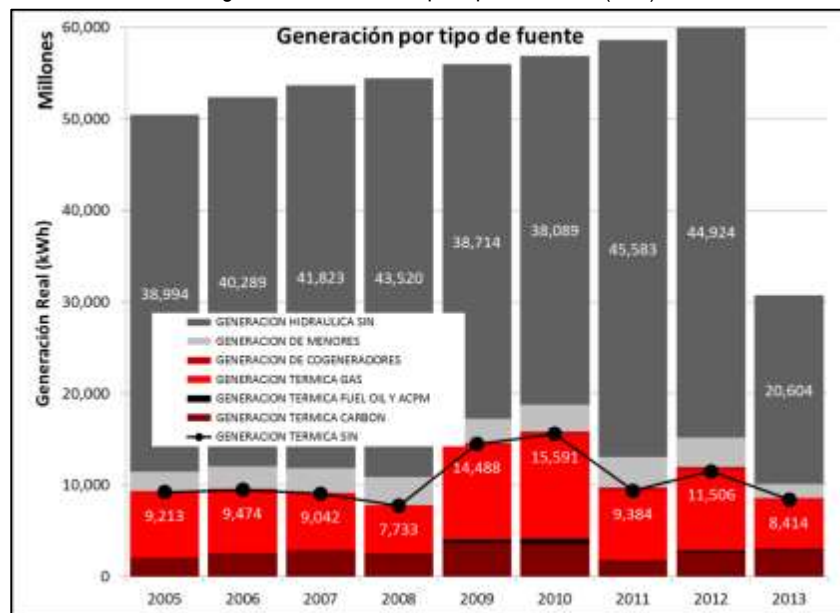
Fuente: XM, 2013

Figura 76. Generación por tipo de fuente (%)



Fuente: XM, 2013

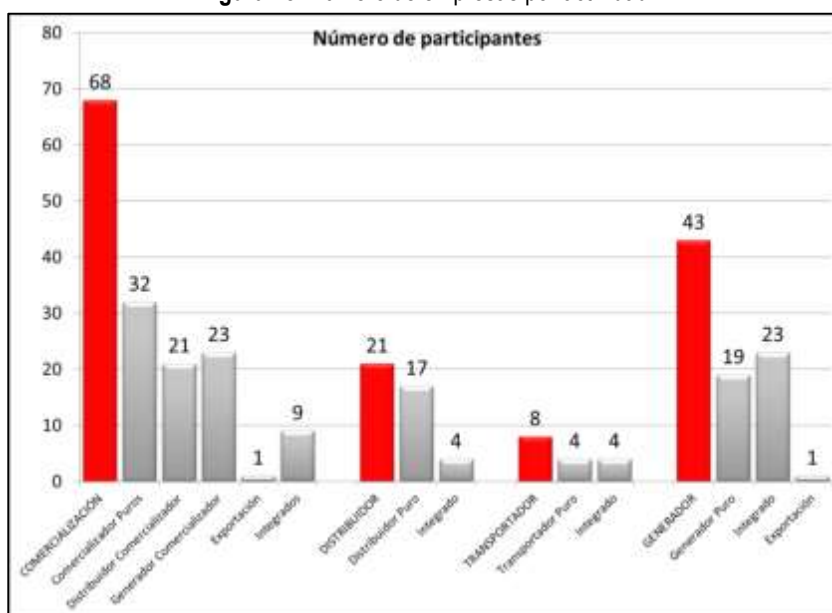
Figura 77. Generación por tipo de fuente (MW)



Fuente: XM, 2013

Actualmente, Colombia cuenta con más de 60 empresas dedicadas al negocio de la generación, de las cuales más de 40 transan en bolsa. Once empresas están dedicadas al negocio de la transmisión; 32 empresas están dedicadas a la distribución; y más de 100 empresas dedicadas a la comercialización, donde aproximadamente el 60% transan en bolsa.

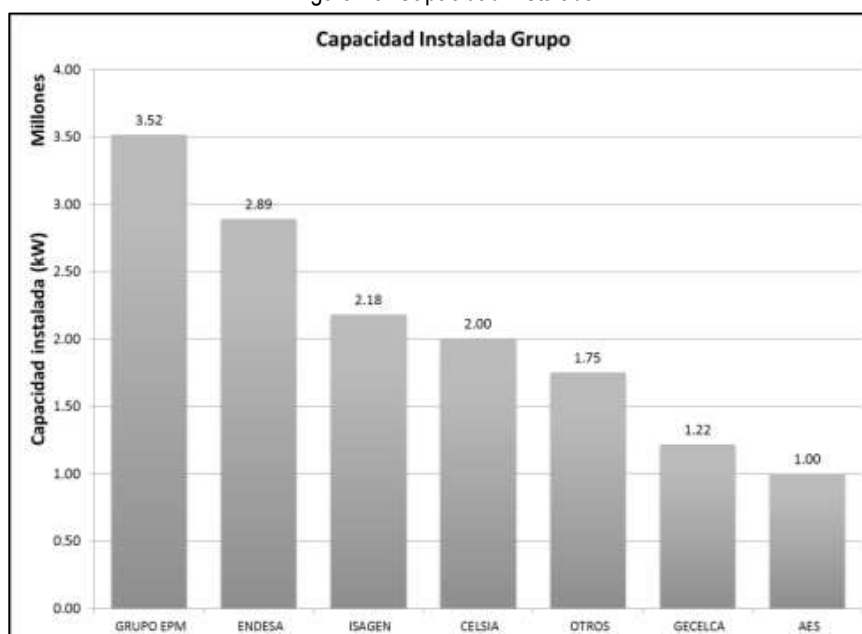
Figura 78. Número de empresas por actividad.



Fuente: IEB, 2013

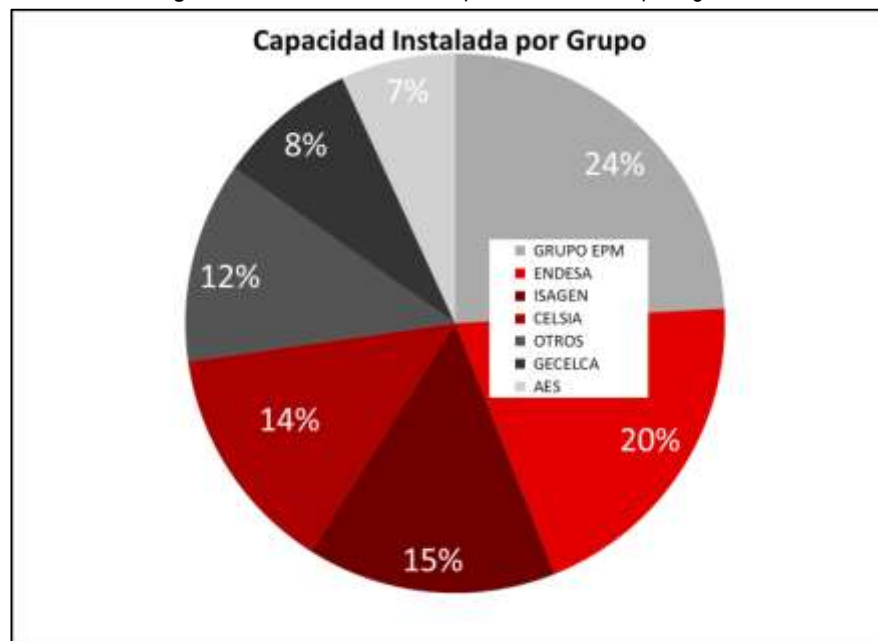
La participación de grandes jugadores en el mercado eléctrico colombiano determina un mercado con características oligopólicas. Se presenta en las siguientes figuras la capacidad instalada de generación de estos grandes jugadores.

Figura 79. Capacidad Instalada



Fuente: XM, 2013

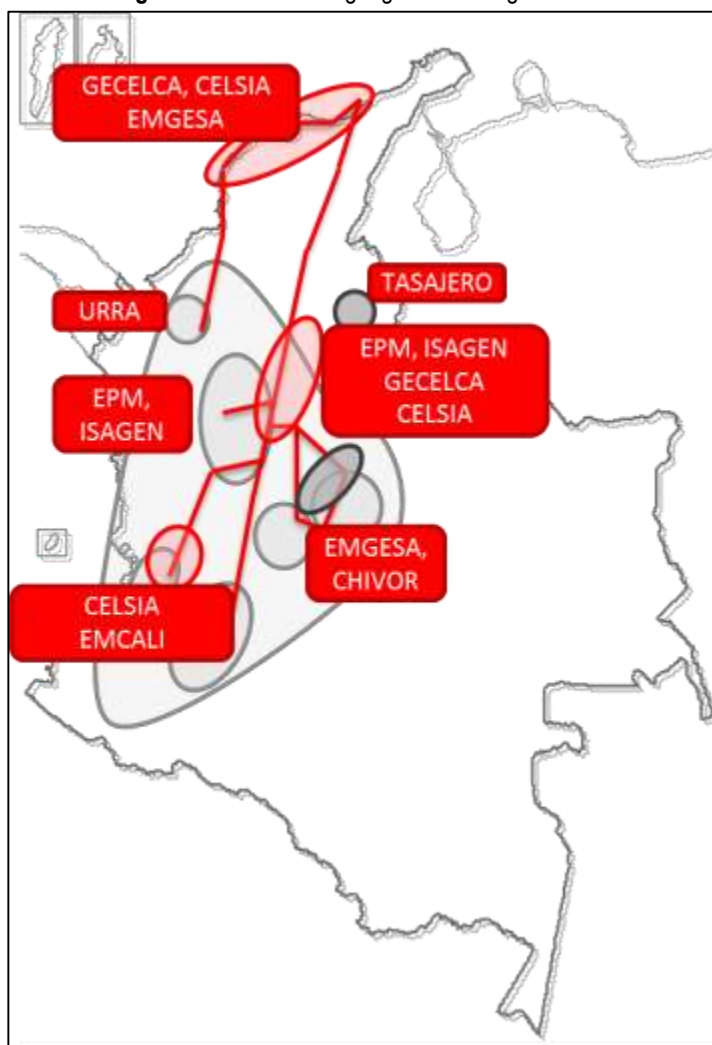
Figura 80. Distribución de la Capacidad Instalada por Agente



Fuente: XM, 2013

Debido al desarrollo regional del sistema colombiano hay una clara localización de los generadores por regiones geográficas del país. Las centrales de generación de EPM e ISAGEN se encuentran principalmente en el área de Antioquia, las de EMGESA en el área Oriental y las de GECELCA en la Costa Caribe.

Figura 81. Distribución geográfica de la generación

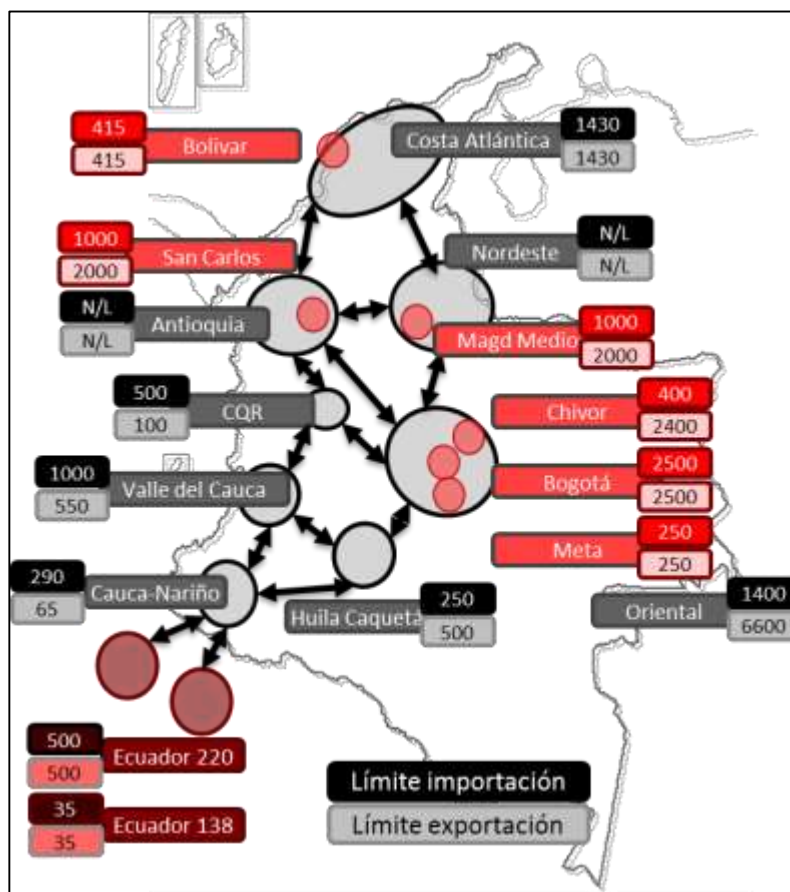


Fuente: IEB, 2013

La ubicación de las centrales de generación y los centros de consumo, así como el desarrollo del sistema de transmisión determinan las diferentes capacidades de importación y exportación de energía para cada una de las áreas, al igual que los límites de transferencia entre ellas. Esto limita la posibilidad de optimización de la generación de energía con recursos más económicos y la posibilidad de que se puedan generar racionamientos localizados.

Como se menciona en el documento, Colombia cuenta con líneas de transmisión que permiten la importación y exportación de electricidad entre Ecuador y Colombia. La figura que se presenta a continuación ilustra la cantidad de energía que se importa o exporta regionalmente dentro del país, al igual que la que se exporta hacia Ecuador.

Figura 82. Capacidad de importación y exportación por áreas



Fuente: IEB, 2013

Tabla 34. Límites de exportación e importación entre las áreas

Sigla	Departamento	Límites exportación (MW)	Límites de importación (MW)
ANTIOQUIA	Antioquia	9999	9999
ATLANTICO	Atlántico	9999	9999
BOGOTA	Bogotá	2500	2500
BOLIVAR	Bolívar	415	415
CARIBE	Atlántico- Bolívar- Córdoba-Sucre-GCM	1430	1430
CARIBE1	Bolívar-CS	9999	9999
CARIBE2	Atlántico-GCM	9999	9999
CAUCANAR	Cauca-Nariño	65	290
CERROMAT	Cerromatoso	9999	9999
CHIVOR	Chivor	2400	400
CORDOSUC	Córdoba-Sucre	350	350
CQR	Caldas-Quindío-Risaralda	100	500

Sigla	Departamento	Límites exportación (MW)	Límites de importación (MW)
ECUADOR138	Ecuador	35	35
ECUADOR220	Ecuador	500	500
GCM	Guajira-Cesar-Magdalena	9999	9999
HUILACAQ	Huila-Caquetá	500	250
LAMIEL	La Miel	9999	9999
MAGDAMED	Magdalena Medio	2000	1000
META	Meta	250	250
NORDESTE	Nordeste	9999	9999
NORTE	Caribe-Magdalena Medio-San Carlos	9999	9999
OCCIDENT	Antioquia-Suroccidental	1800	2300
ORIENTAL	Bogotá-Chivor-Meta-Pagua-Tolima	6559	1396
PAGUA	Pagua	601	601
SANCARLO	San Carlos	3000	500
SUR	CQR-Valle del Cauca-HuilaCaq-CaucaNar	9999	9999
SUROCCID	Suroccidente	9999	9999
TOLIMA	Tolima	86	230
VALLECAU	Valle del Cauca	550	1000

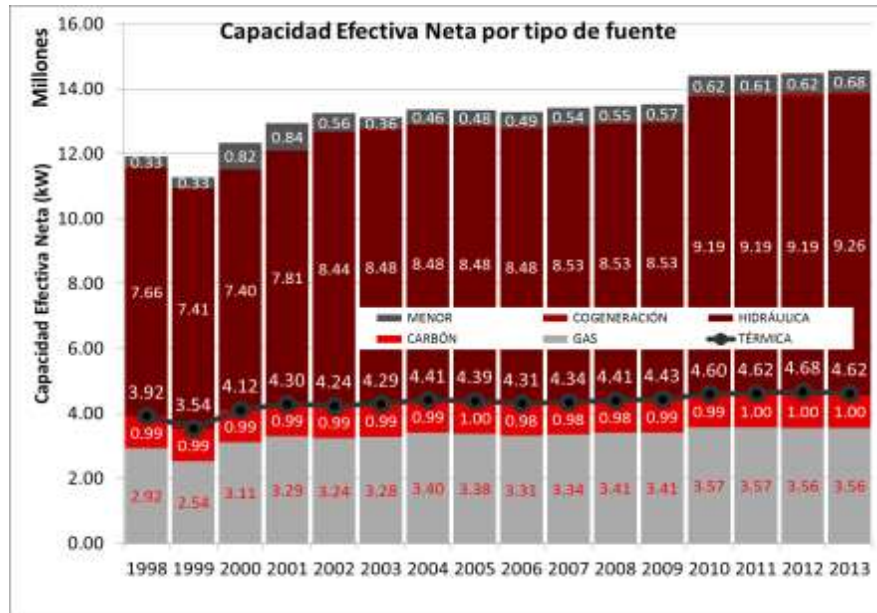
Fuente: XM, 2013

A continuación en la Figura 83, se presenta la evolución de la capacidad efectiva por tipo de fuente en los últimos 16 años. La capacidad de generación hidráulica se mantuvo prácticamente estancada durante los años 2002-2009, retomando la senda de crecimiento gracias al nuevo esquema de cargo por confiabilidad.

La capacidad de generación térmica a gas natural mantuvo una senda creciente hasta los últimos años, en los que la problemática del abastecimiento y disponibilidad del gas natural ha venido condicionando los proyectos de expansión asociados a este combustible.

En cuanto a la capacidad en carbón esta se ha mantenido prácticamente inalterada, se prevé la entrada dos proyectos en el futuro, con más de 350 MW agregados, conforme a las asignaciones de energía firme de la subasta del cargo por confiabilidad de 2011 y 2012. Las plantas menores también han venido mostrando un ritmo creciente observando una aceleración en los últimos años.

Figura 83. Capacidad Efectiva Neta por Tipo de Fuente



Fuente: XM, 2013

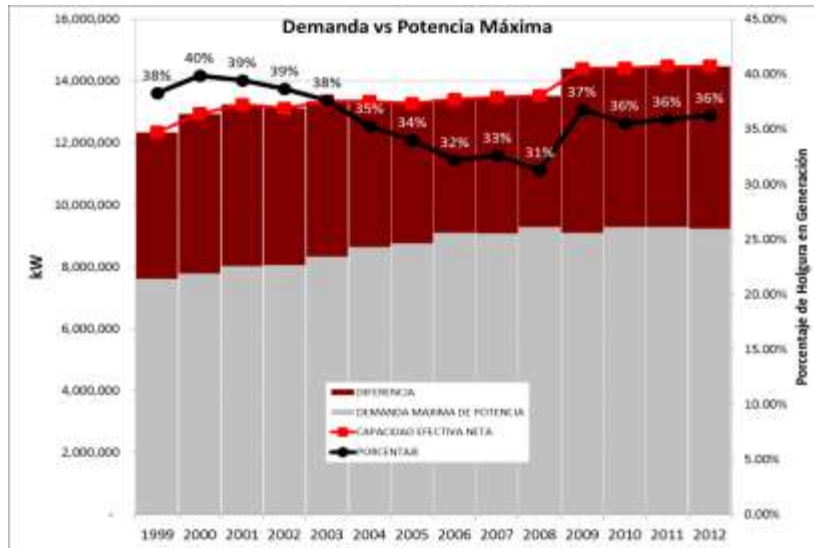
En general la evolución de la capacidad instalada en Colombia tuvo un proceso de crecimiento en la parte térmica a partir del fenómeno del niño de 1992-1993. De hecho el Cargo por Capacidad inicial y la modificación realizada posteriormente tendía a favorecer la instalación de plantas térmicas.

Luego con el correr de los años se evidenció que el Cargo por Capacidad durante su periodo de vigencia de 10 años no generaba los incentivos necesarios para la instalación de grandes proyectos hidroeléctricos. Por su parte, El Cargo por Confiabilidad generó incentivos para el desarrollo de proyectos de generación con largos tiempos de construcción, y revirtió la dinámica volviendo a incentivar la construcción de grandes centrales hidroeléctricas.

Se observa entonces como el crecimiento de la capacidad de generación se ve incentivado por las señales emitidas por la regulación. La capacidad de generación evoluciona en el largo plazo y obedece a dinámicas de inversión de proyectos en un horizonte entre 20 y 30 años y de periodos de maduración y de puesta en funcionamiento de 4 años o más.

A continuación en la Figura 84, se presenta la evolución comparada entre la Demanda y la Potencia Máxima. En general el margen de generación en el sistema colombiano, de alrededor del 35% es alto en comparación a otros mercados. Esto, fundamentalmente, para enfrentar situaciones de sequía. Ese margen venía decreciendo de manera sostenida desde el 2000 hasta el ingreso de nuevas plantas de generación en el 2009.

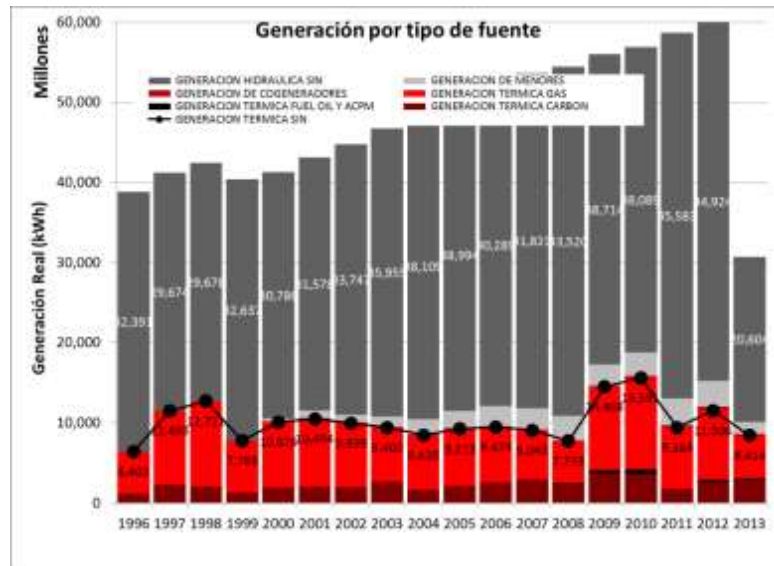
Figura 84. Balance de Potencia



Fuente: XM - 2013

La generación por tipo de fuente que se observa en la Figura 85, evidencia de una manera directa el impacto de la hidrología sobre el sector eléctrico, modificando significativamente las proporciones de generación hidráulica y térmica.

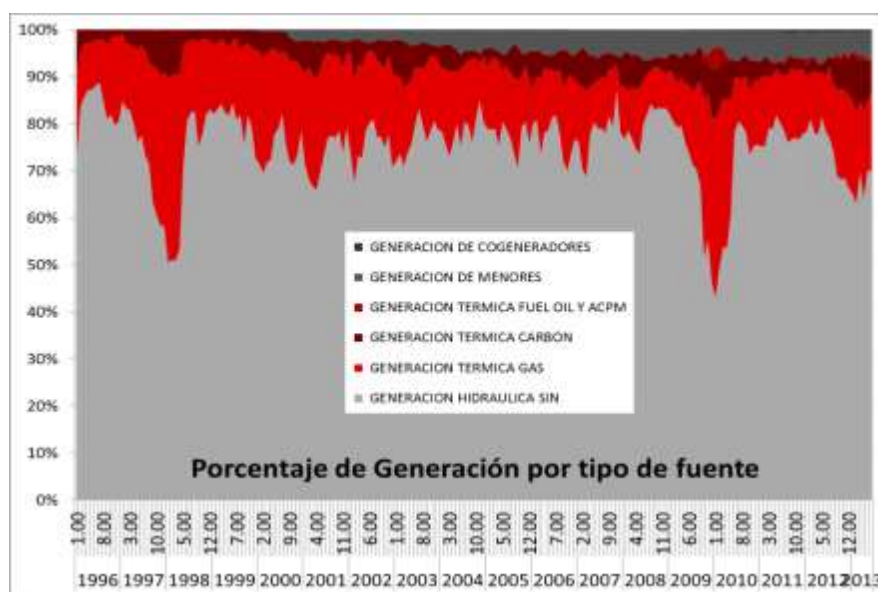
Figura 85. Conformación de la Generación de Energía Eléctrica en Colombia



Fuente: XM, 2013

De manera específica se observa en la Figura 86, como en épocas de Niño la proporción hidráulico-térmica se acerca al 50%-50%, mientras que en épocas de alta hidrología la proporción es cercana a los 80%-20%; no siendo mayor gracias a las necesidades de respaldo térmico por concepto de soporte de tensiones en la Costa Caribe y generación por seguridad.

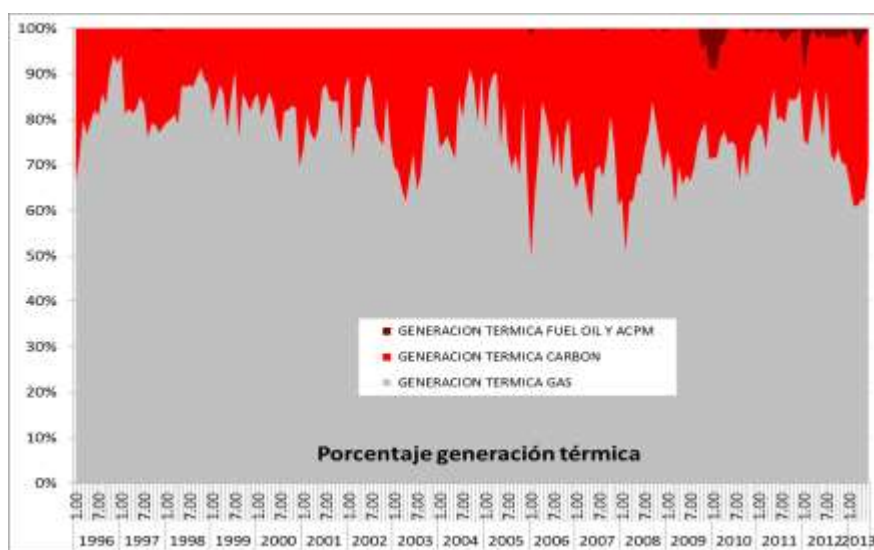
Figura 86. Generación por tipo de fuente



Fuente: XM, 2013

Revisando el comportamiento de la generación térmica se observa en la Figura 87 como se ha venido produciendo un cambio en la proporción del aumento progresivo de la participación de generación a carbón frente a la generación a gas natural, así como la presencia cada vez más alta de la generación a líquidos, en especial durante periodo de ocurrencia de El Niño del 2009-2010.

Figura 87. Generación Térmica



Fuente: XM, 2013

Revisando las componentes de generación durante las épocas de hidrologías extremas se observa en la figura anterior que durante El Niño de 1998, en el mes de enero la generación hidráulica fue de un 51%, mientras que la generación a gas fue del 39% y la generación a carbón del 10%, tal como se puede observar en la Figura 88.

Figura 88. Generación por tipo de fuente en enero de 1998



Fuente: XM, 2013

El siguiente evento de hidrología crítica corresponde a enero de 2010 donde la generación hídrica sólo representó el 43%, mientras que el gas natural un 38%, el carbón el 10% y los líquidos el 5%. Ver Figura 89.

Figura 89. Generación por tipo de fuente en enero de 2010



Fuente: XM, 2013

En contraste, en épocas de abundancia de agua, como por ejemplo, en julio de 1999 la generación con agua fue del 85% y la generación térmica a gas el 13%, tal como se observa en la siguiente figura

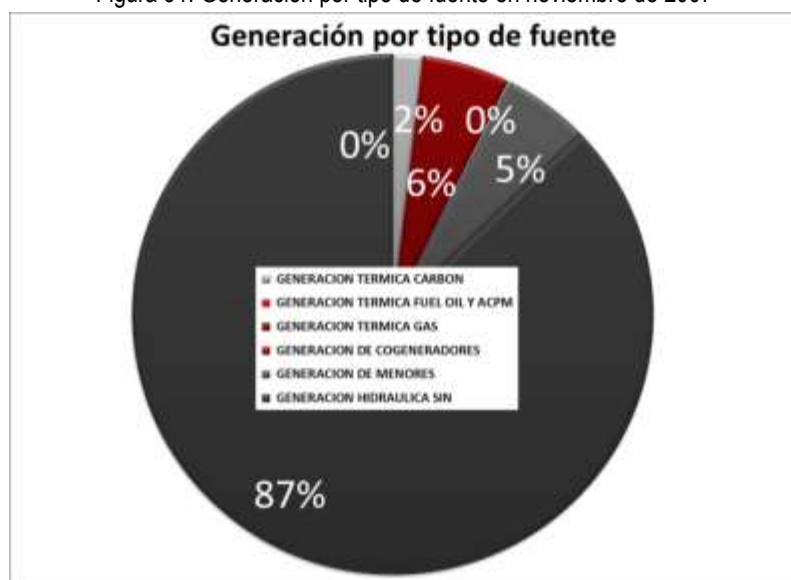
Figura 90. Generación por tipo de fuente en julio de 1999



Fuente: XM, 2013

Para noviembre de 2007 la proporción de generación hidráulica fue del 87% mientras que la generación térmica a gas natural fue del 6% y el carbón del 5%. Tal como se observa para la época de abundancia de agua en la Figura 91.

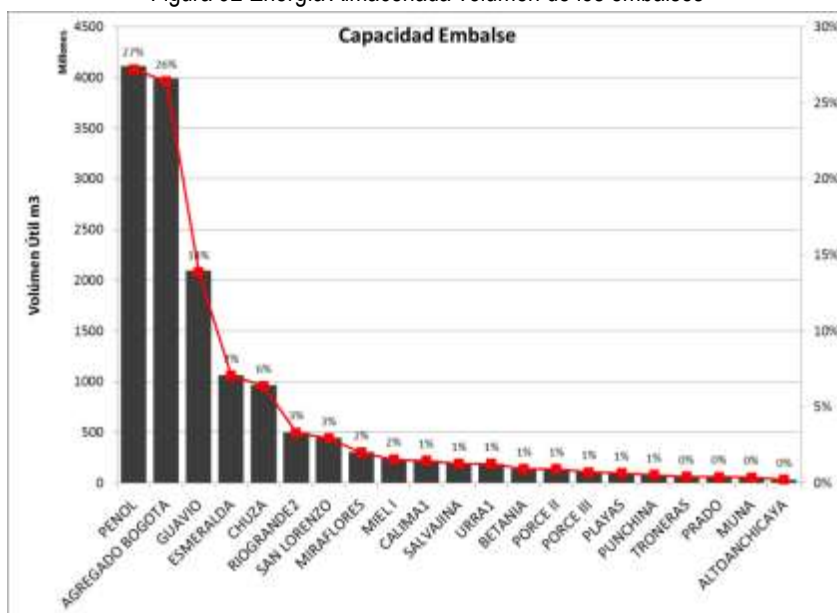
Figura 91. Generación por tipo de fuente en noviembre de 2007



Fuente: XM, 2013

Con respecto a la capacidad de embalse se puede apreciar como los mayores embalses corresponden a la central del El Peñol y el agregado de Bogotá las cuales representan más del 50% de la capacidad total de almacenamiento. Ver Figura 92.

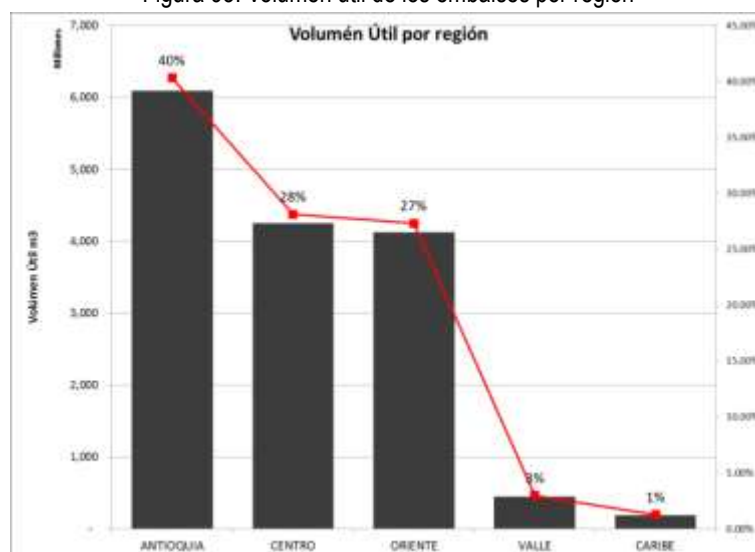
Figura 92 Energía Almacenada volumen de los embalses



Fuente: XM, 2013

Por región se observa en la Figura 93 la distribución del volumen útil agregado del sistema, la mayor capacidad de almacenamiento se encuentra en la región de Antioquia seguida por Centro y Oriente, de otro lado, Valle tiene un participación baja y Caribe la participación mínima en el volumen útil de todo el sistema nacional.

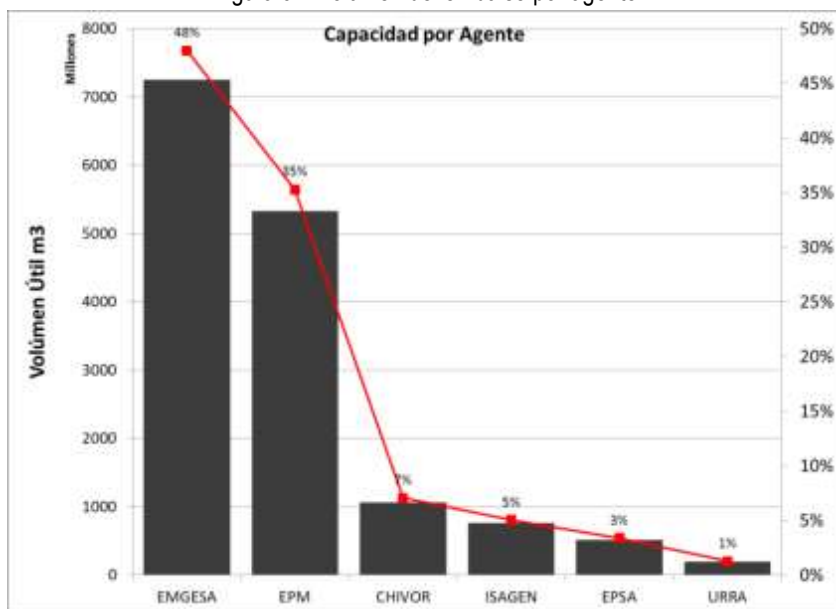
Figura 93. Volumen útil de los embalses por región



Fuente: XM, 2013

En la Figura 94 se observa la distribución del volumen útil nacional por agente, la mayor participación la tiene Emgesa con el 48% seguido por EPM con un 35%.

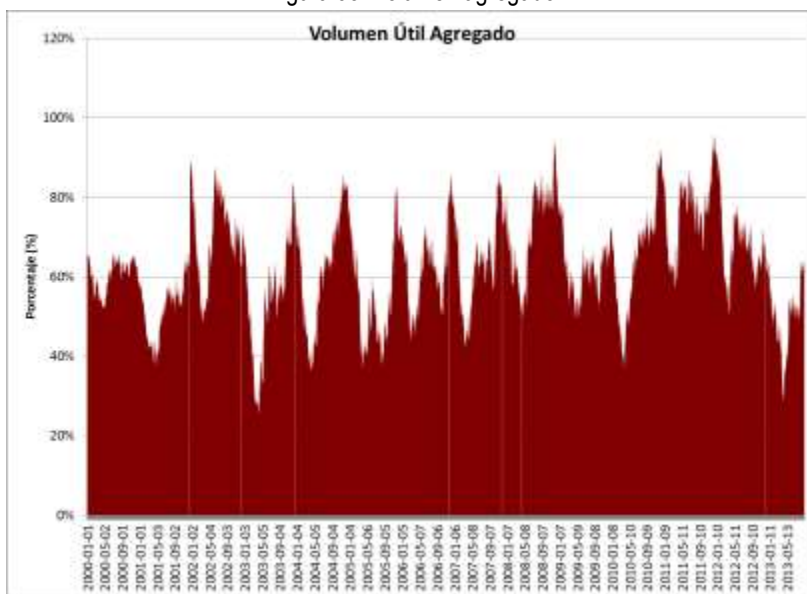
Figura 94. Volumen del embalse por agente



Fuente: XM, 2013

La evolución del volumen útil agregado que se puede observar en la Figura 95, muestra claramente como la capacidad de almacenamiento se disminuye dramáticamente, llegando al 30%, durante los periodos de hidrología crítica como en los años 2003, 2009-2010 y recientemente en el 2013.

Figura 95. Volumen agregado



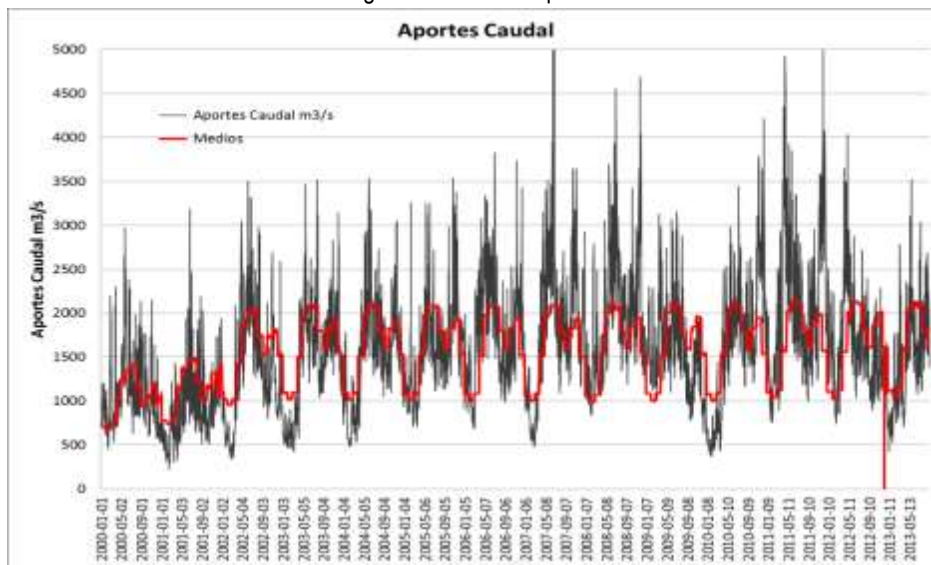
Fuente: XM, 2013

En sentido contrario, se observa como en periodos de altas hidrologías como en el 2012, se alcanzan valores superiores al 90%.

Un aspecto importante para resaltar es, como la poca capacidad de regulación genera una gran variabilidad en los volúmenes de los embalses mes a mes, pudiendo caer drásticamente en cuestión de dos o tres meses.

A continuación, en la Figura 96, se presenta la evolución de los caudales que alimentan el sistema hidrológico del SIN en comparación con los valores medios históricos.

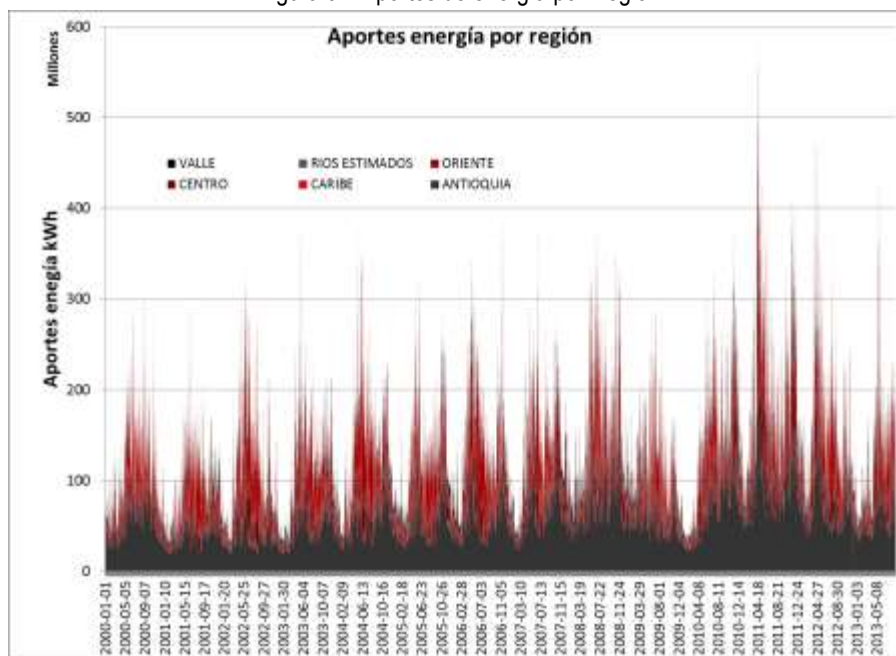
Figura 96. Nivel de aportes



Fuente: XM, 2013

Es claro al analizar la gráfica como en los años donde se produjeron fenómenos del Niño, como es por ejemplo el periodo 2009-2010, Los aportes de energía que se observan en la Figura 97, muestran una reducción significativa durante la ocurrencia del fenómeno, mientras que en los años de ocurrencia del fenómeno de La Niña los aportes son muy superiores a los medios. En términos energéticos se observa una gran variabilidad en los aportes de energía.

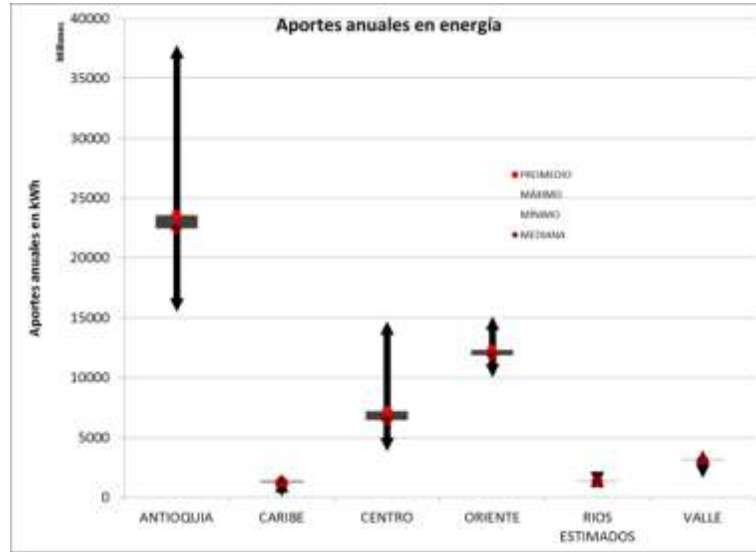
Figura 97. Aportes de energía por Región



Fuente: XM, 2013

Observando los aportes anuales en términos energéticos y su variabilidad, se observa en la Figura 98 como las regiones que presentan un mayor aporte son las de Antioquia, seguidas por la de Oriente y Centro. Se presentan grandes variaciones año a año en el rango donde se ubican los aportes máximos y mínimos.

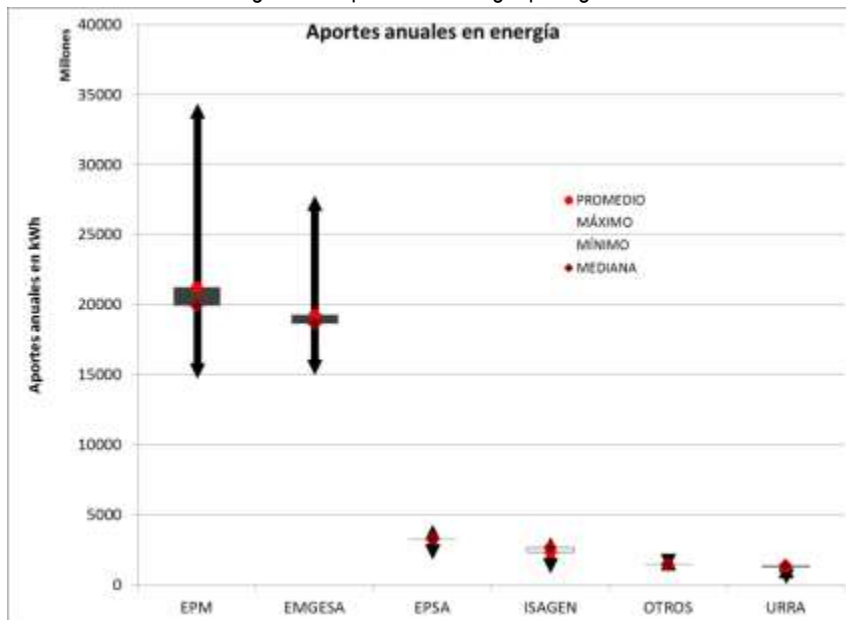
Figura 98. Aportes en términos de energía por región



Fuente: XM, 2013

De igual forma, analizando la información por agentes, se observa en la Figura 99, que la mayoría de los aportes energéticos recaen en embalses de propiedad del Grupo EPM y de EMGESA. Es importante anotar que el valor de ISAGEN se incrementa si se consideran los valores de los aportes que llegan a la central San Carlos a través de las plantas de EPM. Se observa igualmente la alta variabilidad de los aportes.

Figura 99. Aportes de energía por agente

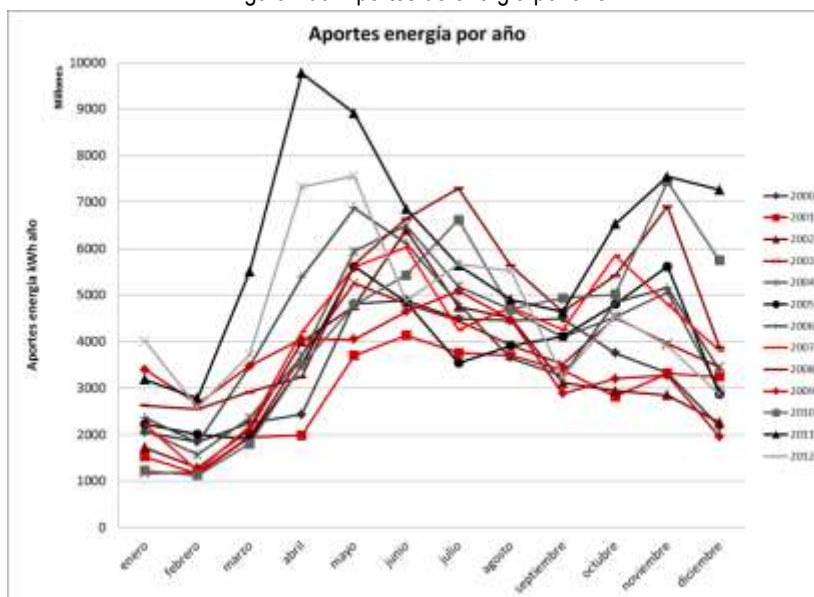


Fuente: XM, 2013

La evolución de los aportes de energía por cada año se puede observar en la Figura 100 y con respecto a los aportes medios se encuentra que, durante el periodo de El Niño los aportes son menores en comparación con aquellos durante el periodo de La Niña. Pero en términos de promedios mensuales, no son tan diferentes. Es decir,

se tienen periodos de alta variabilidad hidrológica con altas descargas pero en promedio los aportes se encuentran dentro del rango del 20% mensual y del 15% anual.

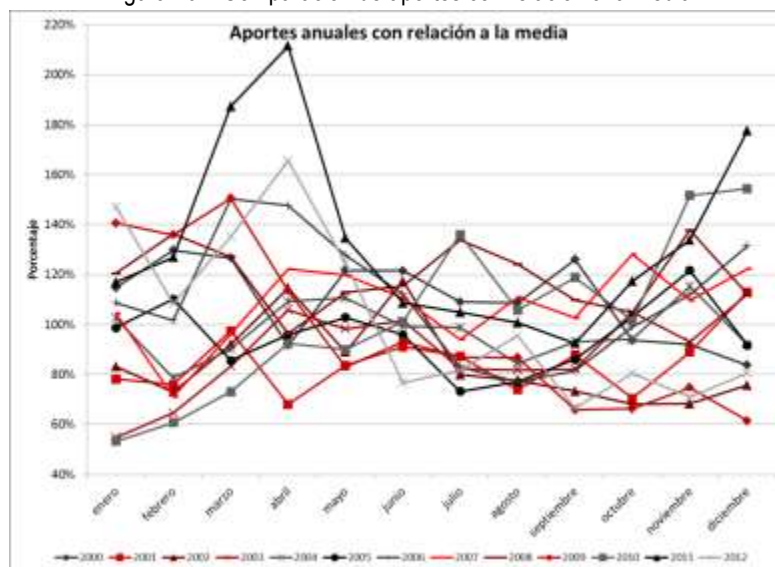
Figura 100. Aportes de energía por año



Fuente: XM, 2013

Es importante notar una coincidencia entre los aportes para diferentes años, correspondiente con épocas de verano e invierno a los valores bajos y altos respectivamente, es de precisar, que existen regiones del país en las cuales el verano es más intenso, y el invierno también, por lo tanto, es posible a nivel nacional, neutralizar el efecto de un verano o un invierno leve, balanceando los aportes del sistema en general, La Figura 101, muestra una comparación de los aportes mensuales de forma agregada para los diferentes años, desde el 2000 hasta el 2012.

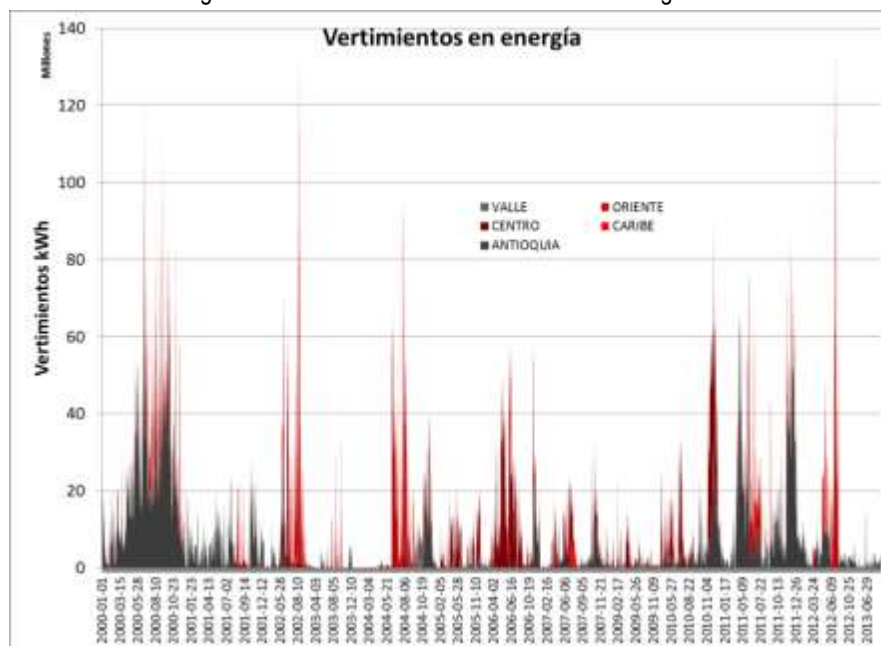
Figura 101. Comparación de aportes con relación a la media



Fuente: XM, 2013

Los vertimientos en términos energéticos que se observan en la Figura 102, muestran un comportamiento similar a los aportes con una alta variabilidad, es decir, grades vertimientos. En general se observa que se producen vertimientos durante todo el horizonte de tiempo incluyendo aquellos periodos de El Niño.

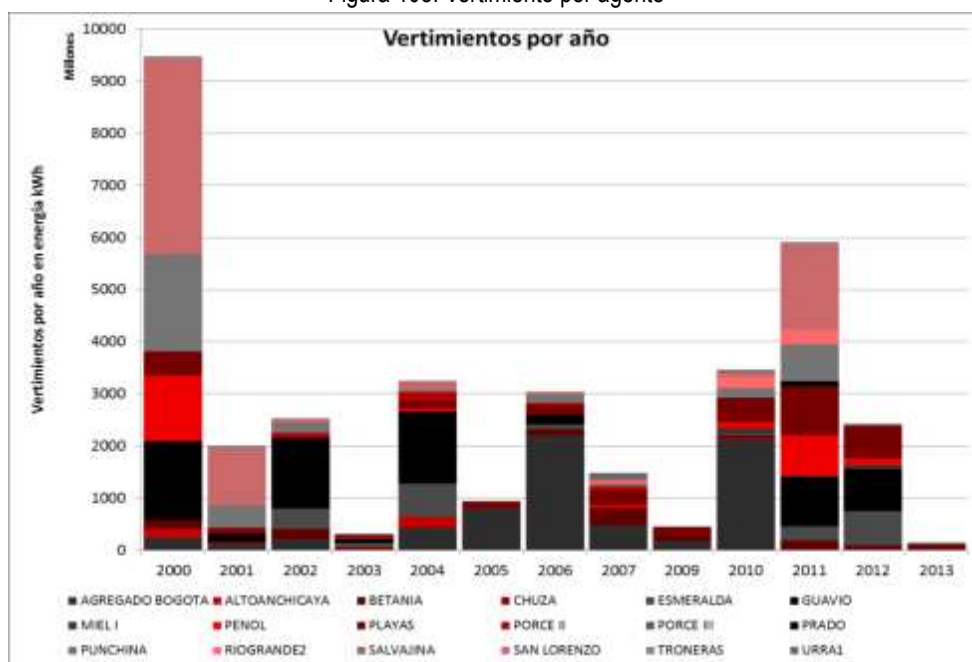
Figura 102. Nivel de vertimiento en términos energéticos



Fuente: XM, 2013

Revisando la distribución de vertimientos por año, que se observa en la Figura 103, muestra en general que los períodos de mayor vertimiento se producen en las épocas de ocurrencia de La Niña, no siendo éste fenómeno, el único de su explicación, ya que también, los vertimientos se pueden dar por indisponibilidad de las plantas de generación o en desviaciones en las predicciones hidrológicas y de almacenamiento de los agentes, sumado a la energía atrapada que se puede generar por causas de restricciones en la red.

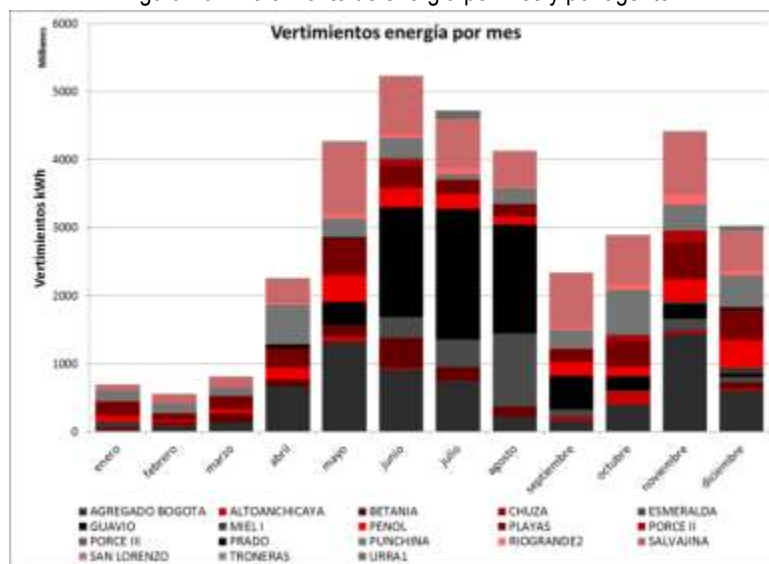
Figura 103. Vertimiento por agente



Fuente: XM, 2013

Los embalses que presentan una mayor cantidad histórica de vertimientos son el embalse agregado de Bogotá, Guavio y San Lorenzo.

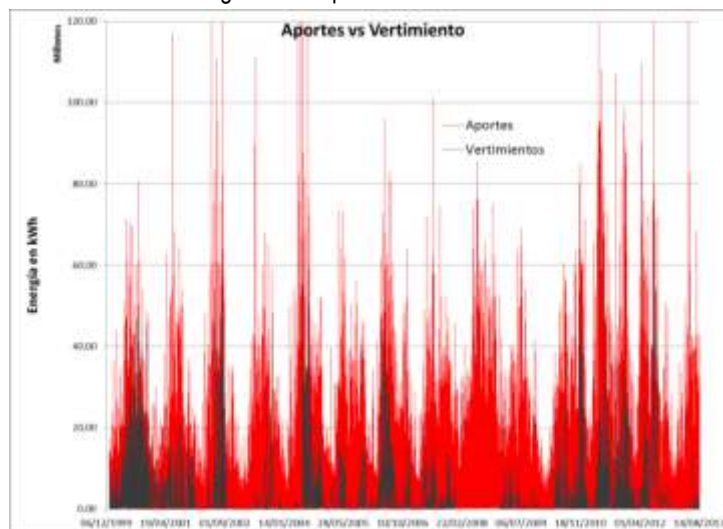
Figura 104. Vertimiento de energía por mes y por agente



Fuente: XM, 2013

En conclusión, se observa como por la poca capacidad de regulación de los embalses y durante los periodos de altos aportes se presenta un alto volumen de vertimientos.

Figura 105. Aportes vs vertimientos



Fuente: XM, 2013

Revisando la correlación entre los aportes de energía y los vertimientos, se observan algunos periodos durante los cuales se presentan vertimientos a pesar de no tener los mayores aportes y periodos donde a pesar de haber grandes aportes, los vertimientos son bajos.

El primer efecto de las condiciones hidrológicas es el que se refleja en los precios de oferta. Aunque en principio el efecto de la hidrología se vería reflejado únicamente en los precios de oferta de los hidráulicos, también se terminan reflejando en los precios de oferta de los otros recursos.

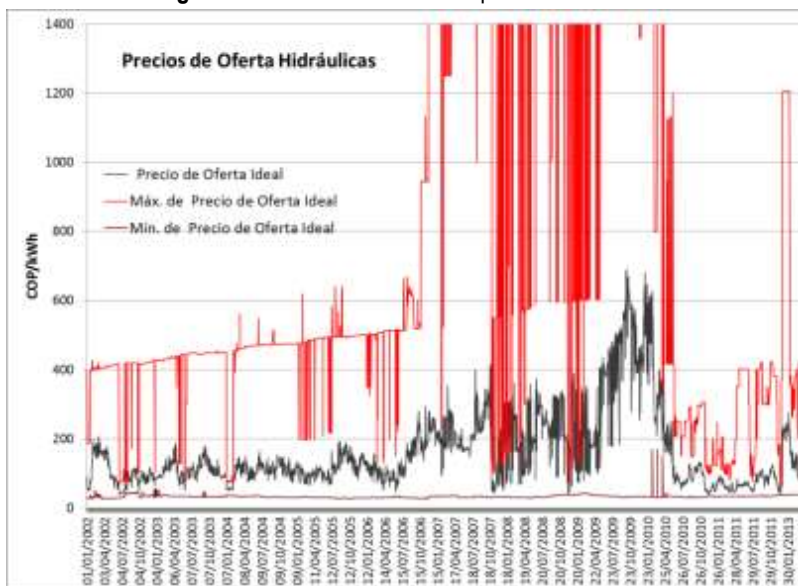
Figura 106. Precio ofertado por tipo de tecnología



Fuente: XM, 2013

De manera particular para el caso de los precios de oferta hidráulicos se observa como los precios de oferta se vieron incrementados significativamente durante el fenómeno del Niño del 2009-2010 y disminuyendo significativamente en la niña del 2010-2011.

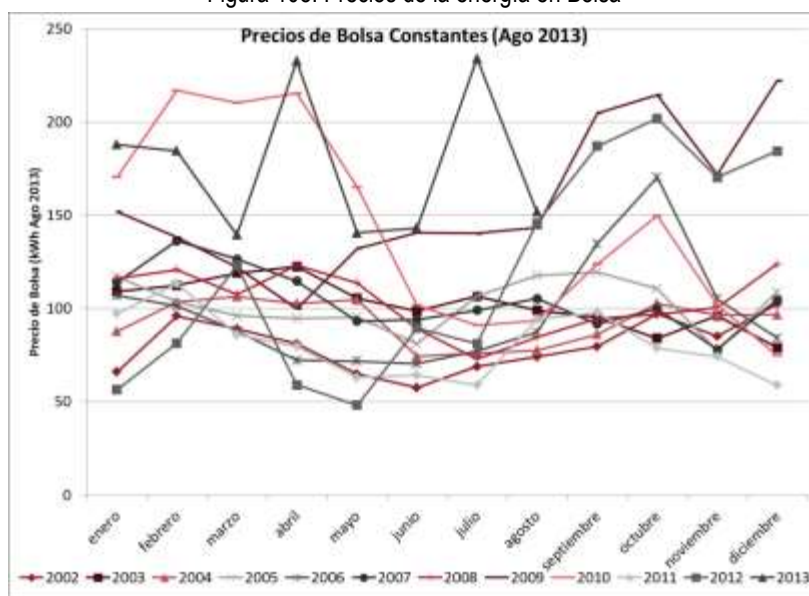
Figura 107. Precios de oferta de plantas hidráulicas



Fuente: XM, 2013

En general, se observa adicionalmente que los máximos valores tienden a ser muy altos de manera que reflejan de alguna forma la indisponibilidad de generar. Los valores mínimos se conservan constantes (CEE+Otros Costos variables) durante todo el horizonte.

Figura 108. Precios de la energía en Bolsa



Fuente: XM, 2013

13.2. MARCO CONCEPTUAL Y METODOLOGÍA DETALLADA DE LAS MODELACIONES HIDROLÓGICAS

13.2.1. MARCO CONCEPTUAL DE HIDROLOGÍA

El cambio climático representa una fuente de riesgo para la humanidad. Por años, la información hidroclimática recopilada era aceptada como base informativa para disminuir el impacto de los riesgos naturales, diseñar la infraestructura demandada por la sociedad y para el desarrollo de sistemas de monitoreo y alerta temprana que permitieran la protección de la vida y la propiedad. En condiciones de clima cambiante, las observaciones hidroclimáticas ya no pueden prestar este servicio y aunque siguen siendo importantes e invaluable, el enfoque de su utilización debe cambiar para enfrentar un nuevo clima cambiante que genera condiciones de vida en las que la sociedad se verá sometida a riesgos hidrológicos dinámicos. En general, la situación manifiesta es la siguiente: la sociedad ha construido sus sistemas de explotación y gestión de recursos naturales de acuerdo con la experiencia de prácticas basadas en la información de un clima estable. En relación al régimen hidrológico esto significa que aunque el régimen hidrológico es variable, este también será estable. Lo anterior significa que si definimos un periodo de tiempo al que podemos llamar periodo pre-cambio climático, la sociedad estaba adaptada a este y entendía, en forma aceptable, sus características en valores medios y extremos. De esta forma la sociedad construía, en lo referido al recurso hídrico, sus sistemas de abastecimiento y de gestión de riesgos hidrológicos. Es evidente que aún en condiciones de un clima e hidrología estables los recurso hídricos de las naciones están dotados de variabilidad dado que el agua escurre no en cantidad constante sino sufriendo variaciones en cierta forma aleatorias pero caracterizadas por patrones “invariantes” como los valores esperados de los caudales anuales, su desviación estándar y asimetría. Desde 1915, la ingeniería ha construido la infraestructura civil del planeta tomando la caracterización estadística de los caudales de distinta escala como referentes para el diseño

de obras civiles resilientes a la variabilidad hidroclimática. Es así como las bocatomas de acueductos se diseñan para funcionar en condiciones de sequía (asumiendo afluencias con valores de caudales con probabilidad de excedencia del 95.0, 97.5 y 99%) y para soportar el embate de crecientes cuya probabilidad de excedencia no supera el 5, 1%. Del mismo modo han sido diseñados puentes, embalses hidroeléctricos, etc. A continuación se presentan conceptos clave para este estudio tal cómo: Clima, Variabilidad y Cambio Climático. Subsecuentemente se presenta el modelo conceptual que permite caracterizar y modelar el cambio en los patrones de variabilidad climática.

13.2.1.1. CLIMA, VARIABILIDAD Y CAMBIO CLIMÁTICO

13.2.1.1.1. Clima

El clima es usualmente definido como el "promedio del estado del tiempo" o, más rigurosamente, como una descripción estadística del estado de la atmósfera en términos de los valores medios y de la variabilidad de las cantidades de interés o elementos meteorológicos, promediados durante periodos de tiempo que van desde meses, hasta miles y millones de años (IPCC, 1995), (IPCC, 2007b), (WMO, 1992). El período de tiempo clásico utilizado para el promedio de estas variables es 30 años, como lo recomienda la Organización Meteorológica Mundial - OMM (World Meteorological Organization - WMO) (WMO, 1989).

La principal diferencia entre los conceptos de estado del tiempo y clima radica en que el primero se refiere a la descripción de las condiciones atmosféricas para un instante de tiempo o para un evento en particular, mientras que el segundo se refiere al promedio de esas condiciones a lo largo de un periodo de tiempo y su distribución de probabilidad asociada.

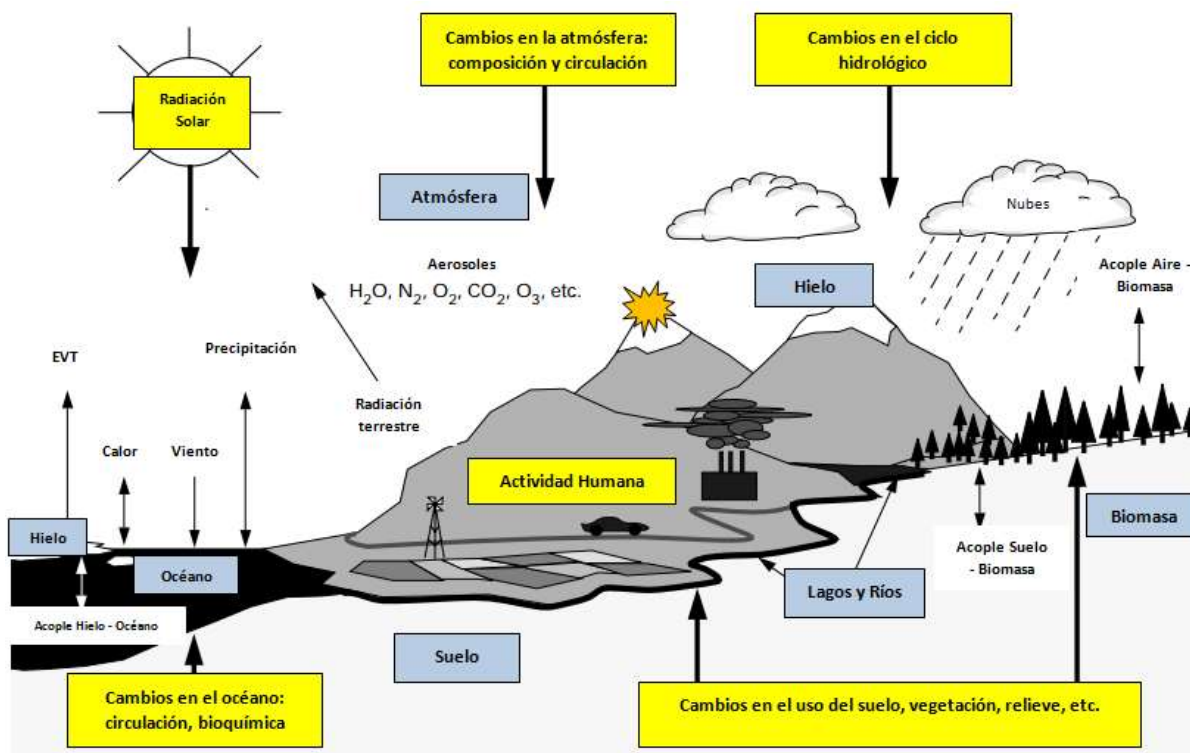
Generalmente, el clima es definido con las estimaciones de ciertas variables atmosféricas para una escala de tiempo específica (horaria, diaria, mensual, anual, decadal, etc.) y para una región geográfica específica (WMO, 2002). Las estadísticas definidas para una escala o resolución temporal, son obtenidas a partir de muestras de conjuntos estadísticamente válidos, es decir que cumplan criterios de aleatoriedad, independencia, homogeneidad, etc., y que son registrados durante un periodo largo de tiempo. Por ejemplo, para definir la temperatura media del mes de mayo en una región, es necesario contar con mediciones espacializadas representativas del área en cuestión, y realizar un análisis estadístico de los meses de mayo para los años donde se disponen registros. Para los demás meses, se debe realizar un análisis estadístico por separado.

La descripción del estado promedio del tiempo involucra un amplio rango de variables que dependen del área de estudio o interés, la mayoría de las veces se utilizan variables medidas en superficie como la temperatura, precipitación, viento, nubosidad, presión atmosférica, y humedad relativa, junto con elementos relevantes con impacto sobre las actividades humanas como visibilidad, temperaturas máximas y mínimas, neblina, nieve, etc. Los métodos de descripción se enfocan en la definición de los parámetros estadísticos de las variables, como el promedio para definir los valores medios estimados, y la desviación estándar, el rango y la función de auto correlación para definir la variabilidad o grado de dispersión (WMO, 2002).

En un sentido más amplio, el clima es una descripción estadística de los componentes e interacciones del sistema climático. El sistema climático es un sistema altamente complejo compuesto por 5 elementos principales: la

atmósfera, la hidrósfera, el suelo, las superficies cubiertas de hielo, y la biósfera. Este sistema evoluciona en el tiempo debido a la influencia de su propia dinámica interna y debido a las fuerzas externas como erupciones volcánicas, variaciones en la radiación solar y los efectos de la actividad antropogénica como los cambios en el uso del suelo y la composición de la atmósfera (IPCC, 2007b). Ver Figura 109; **Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Figura 109: Elementos e interacciones que componen el sistema climático. Adaptado de (WMO, 2002)



13.2.1.1.2. Variabilidad Climática

La variabilidad climática se refiere a los cambios en el estado medio de las variables atmosféricas y de sus estadísticos (desviación estándar, la ocurrencia de eventos extremos, etc.), observables en las escalas espacial y temporal de análisis. Esta variabilidad puede ser debida a procesos naturales internos dentro del sistema climático (variabilidad interna), o debida a variaciones en los agentes naturales o antropogénicos externos (variabilidad externa) (IPCC, 2007b).

Espacialmente se pueden considerar los cambios o interacciones a nivel de micro escala, es decir para áreas de edificios y parcelas, también para áreas de tamaño o escala media como en el manejo de cuencas para proyectos de riego o generación eléctrica, hasta áreas macro, cuando se consideran los efectos a nivel de país, continental o global (WMO, 2011).

Las escalas de análisis temporal pueden ir desde horas, como en el caso de la programación de operaciones agrícolas para el uso de pesticidas y el control del suministro de calefacción, escalas diarias como en la planificación de actividades de transporte aéreo y marítimo, hasta escalas mensuales y anuales para definir las políticas de uso del agua y estudiar el comportamiento del clima a largo plazo (WMO, 2011).

Para entender el comportamiento del clima y en especial su variabilidad, es necesario conocer el comportamiento de los componentes del sistema climático. En la práctica, dependiendo de la escala de tiempo del análisis, solo es necesario conocer una cantidad limitada de información acerca de los componentes no atmosféricos, para entender las interacciones de estos con la atmósfera (WMO, 2002).

En los estudios relacionados con la predicción del comportamiento del sistema bajo los efectos del cambio climático, la variable clave a analizar es la transferencia de energía mediante ondas electromagnéticas (radiación). La radiación comprende casi toda la energía transferida por el sol, y es la principal fuente de energía para la atmósfera y el sistema climático (WMO, 2002). La Tierra recibe constantemente el calor del sol a través de la radiación solar y emite calor a través de la radiación reflejada al espacio. El calentamiento de la tierra no es uniforme, cerca del ecuador la radiación entrante es casi perpendicular a la superficie, mientras que cerca de los polos, choca con la Tierra formando un ángulo más oblicuo. Debido a que la tasa de radiación es proporcional a la temperatura de la superficie del planeta, la cual no varía apreciablemente entre el ecuador y los polos, la radiación emitida es más uniforme que la recibida. Como respuesta a esta desproporción, la atmósfera funciona como una gran máquina de calor, transmitiendo energía desde el ecuador hacia los polos. (Chow, Maidment, & Mays, 1988)

Diversos factores dominan y afectan la circulación atmosférica a escala global, como son la transferencia de calor por radiación, la rotación de la Tierra, los cambios de dirección y velocidad del viento producto de la fuerza de Coriolis, la distribución no uniforme del océano y la tierra firme sobre la superficie, las diferencias de altura del relieve, el cambio del ecuador térmico debido al movimiento de traslación de la Tierra alrededor del sol, las oscilaciones en los patrones de presión y temperatura del océano, etc. Debido a la alta complejidad de la circulación atmosférica, solo es posible identificar un patrón general de comportamiento (Chow et al., 1988).

Entre los procesos naturales que producen variabilidad interna en el clima se encuentran las teleconexiones macroclimáticas, dichos fenómenos afectan de forma natural el comportamiento del clima sobre ciertas regiones, siguiendo patrones predominantes de forma recurrente. En la escala global, la circulación de la atmósfera y el océano permiten la transmisión de estos patrones climáticos entre el océano y la superficie, y de una región del sistema hacia otras regiones. Ejemplo de ello son los fenómenos de El Niño Southern Oscillation (ENSO), el North Atlantic Oscillation (NAO), el Pacific-North American (PNA), el Northern Annular Mode (NAM) y el Southern Annular Mode (SAM) (IPCC, 2007b)

Similarmente, se tienen otros procesos que operan a escala regional y local, y pueden incidir en la variabilidad climática del sistema por períodos más cortos de tiempo, como son los cambios en el comportamiento de la Zona de Interconfluencia Tropical, los monzones, cambios en los tipos de cobertura del suelo, etc. (WMO, 2011)

Por otra parte, el clima también puede llegar a presentar cambios abruptos por no linealidad del sistema. Teniendo en cuenta la dinámica y complejidad de las interacciones entre sus componentes gobernadas por ecuaciones

determinísticas no lineales, el sistema climático puede llegar a exhibir comportamiento errático o caótico en ocasiones, debido a que pequeñas variaciones en el estado inicial del sistema pueden llevar a grandes cambios en su evolución temporal a gran escala, perturbaciones que pueden además parecer impredecibles (IPCC, 2007b).

Con respecto a los agentes externos que producen variabilidad climática se encuentran las fluctuaciones en las emisiones de radiación solar, observadas principalmente a través de los ciclos de manchas solares; los cambios en los parámetros de la órbita terrestre: excentricidad, oblicuidad y posición del eje terrestre; la actividad volcánica y tectónica, y en general todos los cambios en las zonas de interacción del sistema climático con sus alrededores al interior y exterior del planeta (WMO, 2011).

Los principales determinantes de la variabilidad del clima en Colombia se encuentran en las características fisiográficas del territorio, con la presencia de tres cordilleras con génesis, edades y litologías diferentes y los demás sistemas montañosos aislados, la influencia de la Zona de Interconvergencia Tropical (ZITC) que condiciona los niveles de nubosidad y precipitación a lo largo del año, y los procesos que ocurren en el océano Atlántico, Mar Caribe y Océano Pacífico, por la presencia de coletazos de huracanes y los cambios en las precipitaciones debido a los fenómenos de El Niño y La Niña (IDEAM, 2010), (J. F. Ruiz, 2010).

13.2.1.1.3. Cambio Climático

El cambio climático se define como el cambio en la media y/o la variabilidad de las propiedades del clima que puede ser identificado utilizando pruebas estadísticas, y que persiste por un período extendido de tiempo, típicamente por décadas o lapsos mayores. El cambio climático puede ser originado por procesos naturales internos y externos, o por cambios persistentes en la composición de la atmósfera o del uso del suelo producidos por la actividad antropogénica. La Convención para el Cambio Climático de las Naciones Unidas (UNFCCC) definió el cambio climático como "el cambio en el clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición global de la atmósfera, y que adicional a la variabilidad natural del clima es observado en períodos de tiempo comparables" (IPCC, 2007b).

El cambio climático se ha convertido en un problema mayor para la humanidad. Actividades como la utilización de combustibles fósiles han conducido a cambios en la composición global de la atmósfera. Incrementos marcados en la concentración de dióxido de carbono y metano en la tropósfera durante la era industrial, junto con el incremento en las emisiones de partículas y aerosoles, están afectando significativamente el clima a nivel global. La capa de ozono presenta un agotamiento marcado debido al uso extensivo de clorofluorocarbonos presentes en los gases spray para aerosoles, los líquidos de limpieza y refrigerantes. Cerca de una quinta parte de los bosques tropicales han sido talados entre 1960 y el año 2000 alterando los ciclos hidrológicos. La construcción de edificios ha producido la formación de cañones artificiales en las ciudades, que junto con pavimentación de carreteras incrementa la cantidad de radiación absorbida por la superficie del suelo (WMO, 2011).

Las evidencias del cambio climático son inequívocas, estas se observan principalmente en el incremento de la temperatura de la atmósfera y del océano, el derretimiento de los glaciares y nevados, y el aumento de en los niveles medios del mar.

De acuerdo con el cuarto reporte de evaluación del cambio climático (IPCC, 2007b) la temperatura media de la superficie de la Tierra se ha incrementado en $0.74^{\circ}\text{C} \pm 0.18^{\circ}\text{C}$ ($0.07^{\circ}\text{C} \pm 0.02^{\circ}\text{C}$ por década) teniendo en cuenta la tendencia lineal de los últimos 100 años (1906-2005), siendo incluso mayor la tendencia de incremento en los últimos 50 años ($0.13^{\circ}\text{C} \pm 0.03^{\circ}\text{C}$ por década), duplicado el valor de la tasa con respecto al dato anterior.

Las superficies cubiertas por hielo han disminuido en la mayoría de las regiones del planeta, en el hemisferio norte se observa una disminución de la cobertura de nieve del 5% anual para finales de 1980, con reducciones de las áreas en todos los meses durante el período entre 1966 y 2005, excepto noviembre y diciembre (IPCC, 2007b).

Con respecto al nivel medio del mar se encuentra un aumento promedio de 1.8 ± 0.5 mm por año para el período de 1961 a 2003. Durante el siglo XX la tasa promedio de ascenso en el nivel del mar fue estimada en 1.8 ± 0.5 mm por año. El cambio en los niveles del mar puede no resultar uniforme para todas las regiones, teniéndose zonas con incrementos mayores, así como zonas donde el nivel del mar está disminuyendo (IPCC, 2007b)..

Para Colombia, las investigaciones recientes realizadas por el IDEAM registran un aumento de la temperatura media del orden de $0.13^{\circ}\text{C}/\text{década}$ para 1971-2000. Similarmente se mencionan estudios con resultados acerca del incremento en los niveles de los océanos, los cuales podrían ser del orden entre 2.2 mm y 3.5 mm por año, y pérdidas de la cobertura glaciaria con disminuciones del 3% a 5% anual (J. F. Ruiz, 2010).

13.2.1.1.4. Escenarios de Cambio Climático

El pronóstico de cambios del comportamiento de las precipitaciones para escenarios futuros de cambio climático durante el siglo XXI se puede consultar en el documento “CAMBIO CLIMÁTICO EN TEMPERATURA, PRECIPITACION Y HUMEDAD RELATIVA PARA COLOMBIA USANDO MODELOS METEOROLÓGICOS DE ALTA RESOLUCION (PANORAMA 2011-2100)” (J. Ruiz, 2010) elaborado por el IDEAM para el territorio colombiano.

De acuerdo con esta publicación, se tuvieron en cuenta diversos tipos de escenarios propuestos por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) para representar las posibles condiciones futuras de emisión de gases o sustancias activas radiativamente (efecto invernadero). Estos escenarios contemplan de forma global y coherente un conjunto de supuestos acerca de factores como el crecimiento demográfico, el desarrollo tecnológico, desarrollo socio-económico y la aplicación de medidas de gestión ambiental. Las familias principales de escenarios son:

A1: contempla un mundo futuro con un rápido crecimiento económico, la población alcanza su valor máximo hacia mediados de siglo y disminuye posteriormente, y una rápida introducción a tecnologías nuevas y más eficientes. Sus características distintivas son la convergencia entre regiones, la creación de capacidad y el aumento de interacciones culturales y sociales. Se distinguen diversos escenarios en la misma familia según el tipo principal de energía utilizado: combustible fósil (A1FI), combustible no fósil (A1T) y utilización equilibrada de fuentes de energía (A1B).

A2: contempla un mundo heterogéneo, con una población en crecimiento continuo, el desarrollo tecnológico y la aplicación de nuevas tecnologías a un paso más lento que en los demás escenarios. Se conservan las identidades locales de las regiones.

B1: Similar a los escenarios de la familia A1, la población mundial alcanza su máximo a mediados de siglo y descende posteriormente, pero el desarrollo económico presenta un viraje hacia los servicios de información con una reducción en la utilización intensiva de materiales, el aprovechamiento eficiente de los recursos y la aplicación de sistemas de producción más limpios.

B2: La población continúa aumentando a un ritmo menor que en A2, con nivel de desarrollo intermedio, y la aplicación de tecnologías amigables con el ambiente a un ritmo intermedio. Se presenta un desarrollo de soluciones y medidas sociales, económicas y ambientales diferenciado por regiones.

La proyección de las condiciones climáticas bajo escenarios futuros se efectuó por medio de diversas aproximaciones de tipo estadístico, dinámicas e híbridas, los cuales fueron finalmente integrados mediante un proceso de ensamblaje para tener en cuenta los posibles rangos de variación de las variables climáticas en los distintos escenarios y métodos de estimación. Los principales modelos dinámicos empleados para el análisis de las condiciones climáticas futuras son:

Tabla 35. Modelos Dinámicos para modelación de condiciones climáticas futuras bajo escenarios de cambio climático (J. Ruiz, 2010).

Condiciones iniciales de Baja Resolución	Modelo Dinámico Regional	Resolución	Escenarios	Período Analizado
HadAM3P (UK)	PRECIS (UK)	25km x 25km	A2	2011-2100
HadAM3P (UK)	PRECIS (UK)	25km x 25km	B2	2011-2100
ECHAM4 (Alemania)	PRECIS (UK)	25km x 25km	A2(S)	2071-2100
ECHAM4 (Alemania)	PRECIS (UK)	25km x 25km	B2(S)	2071-2100
HadAM3P (UK)	PRECIS (UK)	25km x 25km	A1B(S)	2011-2100
CAM (USA)	WRF (USA)	4km x 4km (R. Andina)	A2	2020-2100
CCM3 (USA)	GSM-MRI (Japón)	250m x 20km	A1B	2080-2099

Fuente: Ruiz 2010

Los modelos climáticos regionales (RCM) empleados son considerados de alta resolución, cubren áreas típicas de 5000 km x 5000 km, con resoluciones típicas de 50 km o menores. Los RCMs están basados en leyes físicas, representados por ecuaciones matemáticas que son resueltas usando grillas tridimensionales. Usualmente incluyen componentes de suelo y atmósfera del sistema climático y contienen representaciones de importantes procesos del sistema climático (por ejemplo: lluvia, radiación, nubosidad, hidrología). Muchos de esos procesos

físicos toman lugar sobre escalas mucho más pequeñas que la grilla, lo cual no permite que el modelo los pueda modelar y resolver explícitamente. Sus efectos son tomados en cuenta usando parametrizaciones, por lo cual este proceso es representado por los efectos de las relaciones entre el área o tiempo promediado del proceso de la subgrilla y el flujo de gran escala (J. Ruiz, 2010).

También se realizará un análisis de tendencia en las series de precipitaciones totales mensuales. En el caso de detectar afluencias estadísticamente significativas, estas serán utilizadas para crear escenarios de cambio del régimen de precipitaciones al corte de tiempo para los escenarios de cambio climático seleccionados, A2 y B2. De considerarse necesario, también se realizará un análisis de sensibilidad de la variabilidad hidrológica ante cambios porcentuales de la precipitación actual (desde -15% hasta +15% con incrementos del 5%).

Los resultados del estudio incluyen tablas y mapas con los valores de variación total y porcentual de las variables de temperatura media, temperatura mínima, temperatura máxima, precipitación media, y humedad relativa media, discriminando periodos futuros de simulación (2011-2040, 2041-2070, 2071-2100) y teniendo en cuenta los diversos escenarios modelados y el ensamblaje promedio de todos los elementos.

A partir de estos resultados, se extraen los valores de incremento o disminución de la precipitación para la construcción de escenarios futuros de cambio climático y la simulación de su efecto en los resultados del análisis de riesgo hidrológico. Los resultados podrán considerarse de forma global para los departamentos, o de forma específica para cada una de las cuencas según el tamaño de las mismas y la resolución de los resultados presentados en los mapas de resumen.

El análisis de tendencias de cambio según estaciones hidrometeorológicas se realiza según lo explicado la metodología Análisis de Datos Hidrometeorológicos. La construcción de escenarios de este tipo consiste en la simple proyección de las tendencias encontradas hasta el año de interés en el futuro.

13.2.1.1.5. Amenaza

Para efectos de este estudio se entenderá por amenaza la probabilidad de ocurrencia de un evento físico de origen natural con una severidad suficiente para generar impactos en bienes, infraestructura o prestación de servicios. Para efectos de este estudio, las amenazas serán aquellos impactos que se puedan generar por variabilidad climática y cambio climático (DNP, 2012). En Colombia las amenazas derivadas de la variación climática pueden ser inundaciones, remoción en masa (BM, 2006) y sequías.

13.2.1.1.6. Riesgo

El riesgo es un factor que depende del tipo de amenaza, el nivel de exposición y las condiciones de vulnerabilidad. El riesgo debe ser medido teniendo en cuenta las posibles amenazas y los efectos que éstas tienen en los ecosistemas y sistemas socio-económicos, determinando el nivel de exposición que se tiene a las amenazas identificadas y los factores de vulnerabilidad a cada una. El riesgo aparece cuando una amenaza se transforma en un evento real dando paso a un desastre que es posible traducir a impactos socio-económicos (DNP, 2012). Para

el Banco mundial el riesgo está asociado al potencial de desastre que existe ante una amenaza específica, en donde desastre es entendido como el daño, destrucción, o pérdida obtenida por la probabilidad de que dicho evento ocurra y la vulnerabilidad del medio ante el desastre (BM, 2006).

13.2.1.1.7. Eventos climáticos extremos

Un evento climático extremo se define la ocurrencia de un valor en alguna variable climática por encima (o por debajo) de un valor umbral cercano al límite superior (o inferior) del rango de valores observados para la variable (IPCC, 2012).

La definición del valor umbral puede ser diferente según el tipo de evento y el lugar para el cual se realiza la evaluación, usualmente los porcentajes más usados son el 1%, 5% o 10% de la probabilidad de ocurrencia para un año, mes o día, teniendo en cuenta un período de referencia especificado (por ejemplo 1961-1990). En algunas circunstancias, se puede utilizar información de referencia proveniente de otras fuentes o resultados de modelación como referencia para determinar el umbral.

Algunos eventos extremos como sequías o inundaciones, pueden ser resultado de la acumulación de eventos moderados, siendo la acumulación el evento extremo a estudiar. En este caso los eventos compuestos, es decir dos o más eventos acumulados o simultáneos, pueden llevar a producir impactos importantes, incluso cuando los eventos individuales tienen una probabilidad intermedia si se les analiza de forma separada.

En hidrología, el tratamiento de los valores máximos de caudales y precipitaciones máximas suele realizarse a través del análisis de frecuencias, a partir del cual se definen los valores de diseño máximos para modelos de simulación y el diseño para estructuras. Este análisis consiste básicamente en ajustar una función de densidad de probabilidad para la serie de registros máximos observados cada año, y posteriormente establecer los valores de excedencia para distintos períodos de retorno por medio de los parámetros y la distribución ajustada. En todos los casos, el valor de caudal o precipitación de diseño para un período de retorno específico, podrá establecerse como el inverso de la función de probabilidad acumulada, calculado con los parámetros ajustados y la probabilidad equivalente al inverso del período de retorno (Kottegoda & Rosso, 2008), (Chow et al., 1988). Los períodos de retorno para el diseño dependen de los impactos sobre la infraestructura existente, las actividades económicas y la posible pérdida de vidas humanas, aspectos que deben ser evaluados en su momento por el tomador de decisiones (United States & Bureau of Reclamation, 2006).

Con respecto a la definición de eventos extremos mínimos, suelen definir con base en los impactos que puedan generarse y los riesgos asociados. Existen diversas aproximaciones para abordar el análisis de riesgo por desabastecimiento en una cuenca o sistema en particular, algunas parten de la utilización de conceptos clásicos de la teoría de probabilidad, pasando por la teoría de la confiabilidad, evaluación del daño esperado, hasta el cálculo de índices de desempeño o comportamiento (UNDRO, 1991), (Cancelliere, Nicolosi, & Rossi, 2010). Debido a la complejidad de los sistemas de abastecimiento para consumo humano, riego, y generación hidroeléctrica, sumado a la incertidumbre de variables naturales, y la interacción entre los entes de control y los usuarios, para el análisis de riesgo se recomienda en primera instancia el cálculo de índices que caractericen los posibles eventos de desabastecimiento hídrico por temporadas de sequía extrema en la cuenca (Xeflide & Ophori, 2009).

En general, los eventos climáticos extremos son aquellos que pueden considerarse como "raros" durante una temporada o año para un lugar en particular. La definición de "raro" puede ser variable, no obstante se acepta que un evento extremo es aquel que es igual o menor que valor el definido por el cuantil del 10%, o mayor o igual que el valor del cuantil del 90% de la distribución de probabilidad ajustada para la variable en cuestión. Por definición, las características del evento extremo varían de un sitio a otro. Los eventos extremos aislados no pueden ser atribuidos simple y directamente a cambios climáticos de origen antropogénico, puesto que siempre existe la probabilidad de que el evento en cuestión haya ocurrido por la variabilidad natural. Cuando el evento extremo ocurre de forma persistente siguiendo un patrón verificable durante el tiempo, este puede clasificarse como un evento climático extremo, especialmente si su valor promedio o total es por sí mismo un valor extremo de la variable, como por ejemplo una sequía o tormentas máximas observadas durante un período consecutivo de años (IPCC, 2007b).

El IPCC ha establecido terminología estándar para clasificar la probabilidad (likelihood) de ocurrencia de eventos o resultados, cuando estos pueden ser estimados probabilísticamente (IPCC, 2007c)(IPCC, 2007a):

Tabla 36: Clasificación categórica de la probabilidad de ocurrencia de eventos hidrometeorológicos

Probabilidad acumulada	Clasificación
>99%	Virtualmente Cierto
>90%	Muy Probable
>66%	Probable
33 a 66%	Igualmente probable o no
<33%	Improbable
<10%	Muy improbable
<1%	Excepcionalmente improbable

13.2.1.2. MODELO CONCEPTUAL HIDROLÓGICO

En este proyecto, la unidad espacial de análisis es el denominado embalse regional. El embalse regional es la suma de las afluencias a una agrupación de embalses constituida por cercanía geográfica y representatividad regional del proceso lluvia – escorrentía a escala mensual. La unidad de análisis temporal son las afluencias mensuales a los embalses regionales. Como se explicó al inicio de este marco conceptual hidrológico, la variabilidad climática es un concepto fundamental y expresa el marco hidroclimatológico al que la sociedad y sus sectores productivos se adapta para subsistir. Esta variabilidad climática está gobernada por factores de la circulación atmosférica global y por perturbaciones producidas por la interrelación océano-atmósfera. Se reconoce que la variabilidad hidroclimatológica contempla oscilaciones temporales de alta y baja frecuencia y conexiones de largo alcance. Para caracterizar este complejo sistema de factores que determinan la variabilidad hidrológica se recurrirá al modelo conceptual de procesos hidrológicos. En este modelo, los procesos físicos que definen la formación de las afluencias a los embalses regionales se consideran producto de relaciones causa efecto “difusas”, lo que indica que aún en condiciones iniciales y perturbaciones invariantes los efectos del sistema pueden ser diversos pero asociados a una frecuencia de ocurrencia. En este sentido, en la caracterización de la variabilidad hidrológica de los embalses regionales se considera que las afluencias a estos tienen unos patrones estructurales

que conforman la esperanza matemática de estos caudales y que alrededor de estas se presentan anomalías determinadas entre la lucha de fuerzas aleatorias que desvían a las afluencias de sus patrones esperados. Esto indica que las afluencias pueden ser caracterizadas a través del concepto de función aleatoria/proceso estocástico. De acuerdo con la axiomática de Kolmogorov una función aleatoria se puede definir como una función $X(\omega, t)$ de los elementos ω del espacio probabilístico (Ω, F, P) y del parámetro t , que recorre un conjunto cualquiera T . Dado un $t = t' (t \in T)$, se secciona el proceso estocástico arrojando como resultado una magnitud aleatoria correspondiente a la imagen del proceso en el momento t' . Dado un elemento fijo $\omega = \omega'$, con ω en Ω , el ramillete de realizaciones se contrae a una función determinista $x(t)$ cuyo argumento $x \in T$. Por convención, las funciones aleatorias o procesos aleatorios se describen con funciones representadas por letras mayúsculas $X(t), Y(t)$ por ejemplo, mientras que sus realizaciones por letras minúsculas $x_1(t), x_2(t) \dots x_n(t)$, en cuyo caso el índice indica el número de orden del experimento. La sección (ó corte) de la función aleatoria (proceso estocástico), correspondiente a un momento de tiempo (argumento t_0), se simboliza como $X(t_0)$.

El conjunto T , frecuentemente, representa un subconjunto en la recta de los reales $T \in R$, y usualmente puede tomar valores reales en el intervalo seleccionado o también valores discretos. En el primer caso se habla de un proceso aleatorio/estocástico, en el segundo se habla de una secuencia aleatoria. En todo caso, el término función aleatoria cubre a los dos anteriores. No siempre el argumento de una función aleatoria es el tiempo, en algunos casos puede estar constituido por coordenadas espaciales, por ejemplo la temperatura del aire en función de la altura. En el caso en el que el argumento T de la función aleatoria representa un dominio en un espacio n -dimensional se dice que esta depende no de un argumento escalar sino de uno vectorial $t = (t_1, t_2, \dots, t_n)$ y se puede interpretar como una función multivariada de los argumentos $(t_1, t_2, \dots, t_n)$. Las funciones de este tipo reciben el nombre de campo aleatorio. En meteorología se pueden tratar como campos aleatorios la temperatura del aire, el vector de velocidades del viento, la presión atmosférica, entre otros, variables que son función de las tres coordenadas espaciales y del tiempo. Algunas de estas son campos escalares, mientras que otras son campos vectoriales (p. e. El campo de la velocidad del viento). Una magnitud aleatoria se considera exhaustivamente descrita si se conoce su función de distribución $F(x) = P(P < x)$. Del mismo modo se considera que un sistema de magnitudes aleatorias está descrito si está dada la función de distribución $F(x_1, x_2, \dots, x_n) = P(X_1 < x_1, X_2 < x_2, \dots, X_n < x_n)$. Tratando a las funciones aleatorias como conjuntos de magnitudes aleatorias compuestos por todas las secciones de las mismas en los argumentos $t_1, t_2, \dots, t_n \in T$ de modo que para la función aleatoria (procesos estocástico) $X(t)$ se obtengan las variables aleatorias: $X_1 = x(t_1), X_2 = x(t_2), \dots, X_n = x(t_n)$, se desprende que $X(t)$ se puede describir, con la función de distribución de este sistema:

Ecuación 6

$$F_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = P(X_1 < x_1, X_2 < x_2, \dots, X_n < x_n)$$

Es evidente, que esta descripción será más exacta en la medida en que los argumentos t_i estén mas cerca uno del otro y en la medida en que el número de estos $n \rightarrow \infty$.

La complejidad para la evaluación del régimen hidrológico a través de ecuación anterior depende del nivel de memoria del proceso. Es bien conocido que las series de afluencias mensuales tienen un radio de correlación de un mes ($1 \Delta t$) más otra componente periódica anual. Esto indica que además de la

densidad de distribución presentada en dicha ecuación. **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, también es necesario conocer la curva de densidad de distribución probabilística condicionada del proceso. En general se debe conocer la versión multivariada de esta curva, no obstante si se cumple la condición de markovianidad es suficiente con establecer la curva de densidad de distribución probabilística condicionada bivariada. Para generalizar esta situación a los procesos de larga memoria, estos se pueden representar como un conjunto de procesos aleatorios, de modo que si $U_1(t), U_2(t), \dots, U_n(t)$, son los componentes del proceso $\mathbf{R}(t)$, designados como $X_1, X_2, \dots, X_n$ en el momento t y como $Y_1, Y_2, \dots, Y_n$ para el momento $\tau > t$. De este modo el proceso aleatorio sera aleatorio si la curva de densidad probabilística del sistema de magnitudes $Y_1, Y_2, \dots, Y_n$, se debe a la realización concreta de los valores $x_1, x_2, \dots, x_n$ para $X_1, X_2, \dots, X_n$ y sin depender de los valores $U_1(t), U_2(t), \dots, U_n(t)$ que tomó el sistema para cualquier momento de tiempo anterior t . En este caso, el proceso aleatorio sera totalmente descrito por la ley bivariada de distribución de probabilidad condicionada:

Ecuación 7

$$f(t, x_1, x_2, \dots, x_n; \tau, y_1, y_2, \dots, y_n)$$

La ley de probabilidad de la ecuación anterior cumple todos los requerimientos de una curva de densidad probabilística: la función f no arroja coordenadas negativas; cuando uno de los argumentos $y_1, y_2, \dots, y_n$ tiende a ∞ la función f tiende a cero y finalmente la integral de f en el rango de todos los valores posibles para la magnitud aleatoria estudiada es igual a uno. Para cualquier proceso Markoviano descrito con la ecuación anterior, **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** siempre es posible derivar la ecuación generalizada de Kolmogorov

Ecuación 8

$$\frac{\partial f}{\partial t} + \sum_{l=1}^m a_l \frac{\partial f}{\partial x_l} + \frac{1}{2} \sum_{l=1}^m \sum_j b_{lj} \frac{\partial^2 f}{\partial x_l \partial x_j} = 0$$

Ecuación 9

$$\frac{\partial f}{\partial t} + \sum_{l=1}^m \frac{\partial (a_l f)}{\partial y_l} - \frac{1}{2} \sum_{l=1}^m \sum_j \frac{\partial^2 (b_{lj} f)}{\partial y_l \partial y_j} = 0$$

Dónde: a_l y b_{lj} son los coeficientes de traslación y difusión, funciones deterministas de $t, x_1, x_2, \dots, x_n$ para la ecuación 8; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y de $\tau, y_1, y_2, \dots, y_n$ para ecuación 9. Estos coeficientes representan la esencia física que condiciona la no estacionariedad del proceso, por ejemplo en el caso del presente estudio representan la deriva del proceso producida por el cambio de precipitaciones (producto del calentamiento global) y la difusión inducida por los procesos antrópicos. Para el caso multivariado se describen como:

Ecuación 10

$$a_l(t, x_1, x_2, \dots, x_n) = \lim_{\tau \rightarrow t} \frac{1}{\tau - t} E[Y_l - X_l | x_1, x_2, \dots, x_n]$$

Ecuación 11

$$b_{lj}(t, x_1, x_2, \dots, x_n) = \lim_{\tau \rightarrow t} \frac{1}{\tau - t} E[(Y_l - X_l)(Y_j - X_j) | x_1, x_2, \dots, x_n]$$

Las ecuaciones anteriores son conocidas como primera y segunda ecuaciones multivariadas de Kolmogorov (Kolmogorov, 1931; Pawula, 1967; Sveshnikov, 1968, 2007). Esta ecuación fue utilizada inicialmente por los físicos y representa la evolución de las curvas de densidad probabilística para regímenes no estacionarios (Siegert, Friedrich, & Peinke, 1998). Estas ecuaciones se utilizarán en este estudio como los operadores matemáticos que permiten producir escenarios hidrológicos para escenarios de cambio climático. En este caso, los coeficientes de traslación y difusión estarán definidos por la dinámica tendencial de las precipitaciones propuesta en los escenarios de cambio climático oficiales y/o por las dinámicas tendenciales extraídas de las series mensuales de precipitaciones registradas para los embalses hidroeléctricos de Colombia (Efraín Domínguez & Rivera, 2010).

Sí para el proceso lluvia – escorrentía que gobierna las afluencias mensuales a los embalses hidroeléctricos es posible derivar un operador diferencial del tipo:

Ecuación 12

$$\frac{dU_l}{dt} = \psi_l(t, U_1, U_2, \dots, U_n) + \sum_{m=l}^n g_{lm}(t, U_1, U_2, \dots, U_n) \xi_m(t)$$

Donde: $U_1, U_2, \dots, U_n$, son los componentes de un proceso de Markov multidimensional, $\xi_m(t)$ son funciones aleatorias no correlacionadas con función de autocorrelación:

$$K_{\xi_m}(\tau) = \delta(\tau)$$

Mientras que ψ_l y g_{lm} son funciones determinísticas que predeterminan los coeficientes de traslación y difusión de la siguiente forma:

Ecuación 13

$$a_l(t, x_1, x_2, \dots, x_n) = \psi_l(t, x_1, x_2, \dots, x_n); l = 1, 2, \dots, n$$

Ecuación 14

$$b_{lj}(t, x_1, x_2, \dots, x_n) = \sum_{m=l}^n g_{lm}(t, x_1, x_2, \dots, x_n) \xi_m(t); l, j = 1, 2, \dots, n$$

De este modo, a través de las ecuaciones anteriores es posible determinar la evolución de la densidad de probabilidades de las afluencias (U_l) induciendo cambios en las precipitaciones por medio de dichas ecuaciones y resolviendo la ecuación de Fokker-Planck-Kolmogorov partiendo de la caracterización probabilística del régimen hidrológico actual como condición inicial.

Para el caso de las afluencias mensuales a los embalses regionales, se tiene demostrado que estas conforman un proceso estocástico con radio de correlación de un mes y memoria estacional. La memoria estacional puede ser representada mediante la estructura de la esperanza matemática del proceso, mientras que la correlación de rezago uno puede ser explicada mediante las funciones de distribución (o con las curvas de densidad) probabilística condicionadas bidimensionales que se explican con la ecuación de Fokker-Planck-Kolmogorov unidimensional. Suponiendo que la esperanza matemática de la relación lluvia-escorrentía mensual puede ser representada con una ecuación diferencial ordinaria del tipo (Khaustov, 2009):

$$\frac{dQ}{dt} = -\frac{Q}{k\tau} + \frac{\dot{X}}{\tau}$$

Ecuación 15

En la que $X(t)$ es la precipitación, $Q(t)$ es la escorrentía, k es el coeficiente de escorrentía y τ representa las características inerciales de la cuenca en cuestión. Siendo estos dos parámetros una representación aproximada del sistema suelo-vegetación de la cuenca aferente a cada embalse regional. Es de esperarse que la variabilidad climática imponga impulsos de variabilidad hidrológica alrededor de esta esperanza matemática. De igual forma todos los agentes que perturban al sistema suelo vegetación hacen lo mismo, de modo que se puede proponer que los parámetros de la ecuación anterior se pueden expandir como:

$$C = -\frac{1}{k\tau}$$

Ecuación 16

$$N = \frac{\dot{X}}{\tau}$$

Ecuación 17

Tras realizar estas sustituciones, en las que C representa los parámetros de la cuenca y N la influencia externa sobre ésta, es posible ahora introducir un componente aleatorio en cada variable:

$$C = \bar{C} + \tilde{C}$$

Ecuación 18

$$N = \bar{N} + \tilde{N}$$

Ecuación 19

En estas expresiones, $\bar{C}$ y $\bar{N}$ son los valores medios de las variables C y N respectivamente y $\tilde{C}$ y $\tilde{N}$ representan ruidos blancos con intensidades $G_{\tilde{C}}$ y $G_{\tilde{N}}$. Teniendo en cuenta las transformaciones recién descritas, la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** toma la siguiente forma:

$$\frac{dQ(t)}{dt} = (\bar{C} + \tilde{C})Q(t) + (\bar{N} + \tilde{N})$$

Ecuación 20

Esta ecuación corresponde al modelo estocástico generalizado del proceso lluvia – escorrentía (Domínguez E. , 2007) en forma diferencial. Al integrar esta ecuación para un intervalo de tiempo Δt se obtiene:

$$Q_{t+\Delta t} = Q_t + \int_t^{t+\Delta t} (\bar{C} + \tilde{C})Q(t)dt + \int_t^{t+\Delta t} (\bar{N} + \tilde{N})dt$$

Ecuación 21

Teniendo en cuenta que $\tilde{C}$ y $\tilde{N}$ son ruidos blancos y que son por consiguiente procesos sin memoria, la Ecuación 7 constituye un proceso de Markov, ya que el valor de la variable $Q(t)$ en un instante $t+\Delta t$ solo depende del valor de la variable en el instante anterior t . Vale recordar que un proceso de Markov se caracteriza por el que la probabilidad de que una variable tome un determinado valor en un instante dado solo depende del valor que tomó la variable en el instante inmediatamente anterior, sin importar el valor tomado por la variable para los instantes anteriores, es decir, su probabilidad condicionada n-dimensional $P(x_n, t_n | x_1, t_1; \dots; x_{n-1}, t_{n-1}) = P(x_n, t_n | x_{n-1}, t_{n-1})$. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** es en efecto una ecuación de Langevin para la que se puede derivar su correspondiente ecuación de Fokker-Planck-Kolmogorov:

$$\frac{\partial p(Q, t)}{\partial t} = -\frac{\partial}{\partial Q} [A(Q, t)p(Q, t)] + 0.5 \frac{\partial^2}{\partial Q^2} [B(Q, t)p(Q, t)]$$

Ecuación 22

En esta ecuación $p(Q, t)$ es la curva de densidad probabilística asociada a la escorrentía promedio mensual, $A(Q, t)$ es un coeficiente que determina cómo se desplaza la curva de densidad probabilística a través del eje de

las abscisas Q –se le denomina coeficiente de traslación– y $B(Q, t)$ es un coeficiente que determina cómo se aplasta o se puntala la curva de densidad probabilística –se le denomina coeficiente de difusión–.

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** es la ecuación de Fokker – Planck – Kolmogorov (ec. FPK), que describe la evolución de la densidad de probabilidades asociada a una variable, en este caso, al caudal medio anual, en función del tiempo.

Los coeficientes $A(Q, t)$ y $B(Q, t)$ dependen de las características de los ruidos asociados a los parámetros C y N y pueden expresarse de la siguiente forma (Kovalenko, 1993):

$$A(Q, t) = -(\bar{C} - 0.5G_{\tilde{C}})Q - 0.5G_{\tilde{C}\tilde{N}} + \bar{N}$$

Ecuación 23

$$B(Q, t) = G_{\tilde{C}}Q^2 - 2G_{\tilde{C}\tilde{N}}Q + G_{\tilde{N}}$$

Ecuación 24

En esta ecuación $G_{\tilde{C}}$ y $G_{\tilde{N}}$ representan las intensidades de los ruidos $\tilde{C}$ y $\tilde{N}$, mientras que $G_{\tilde{C}\tilde{N}}$ representa la intensidad cruzada entre estos ruidos.

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** siguiente describe la evolución en el tiempo de la densidad de probabilidades que caracteriza a un proceso markoviano. Para resolver esta ecuación se desarrolló y aplicó la siguiente aproximación numérica:

$$\begin{aligned} \frac{p_j^{i+1} - p_j^i}{\Delta t} = & - \left\{ \sigma \left(\frac{\varphi_R(A_{j+1}^{i+1}p_{j+1}^{i+1} - A_j^{i+1}p_j^{i+1})}{\Delta Q} + \frac{\varphi_L(A_j^{i+1}p_j^{i+1} - A_{j-1}^{i+1}p_{j-1}^{i+1})}{\Delta Q} \right) + (1 - \sigma) \left(\frac{\varphi_R(A_{j+1}^i p_{j+1}^i - A_j^i p_j^i)}{\Delta Q} + \frac{\varphi_L(A_j^i p_j^i - A_{j-1}^i p_{j-1}^i)}{\Delta Q} \right) \right\} + \\ & + \left\{ \sigma \left[\frac{1}{2} \frac{(B_{j+1}^{i+1}p_{j+1}^{i+1} - 2B_j^{i+1}p_j^{i+1} + B_{j-1}^{i+1}p_{j-1}^{i+1})}{\Delta Q^2} \right] + (1 - \sigma) \left[\frac{1}{2} \frac{(B_{j+1}^i p_{j+1}^i - 2B_j^i p_j^i + B_{j-1}^i p_{j-1}^i)}{\Delta Q^2} \right] \right\}, \end{aligned}$$

Ecuación 25

Donde los coeficientes φ_R y φ_L son los coeficientes de diferencias direccionales y σ el coeficiente de peso de las capas de tiempo. Cuando $\sigma = 1$ la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** trabaja como un esquema totalmente implícito y si $\sigma = 0$ como uno totalmente explícito, en cuyo caso es necesario cumplir la condición de Courant–Frederich–Levi de tal modo que:

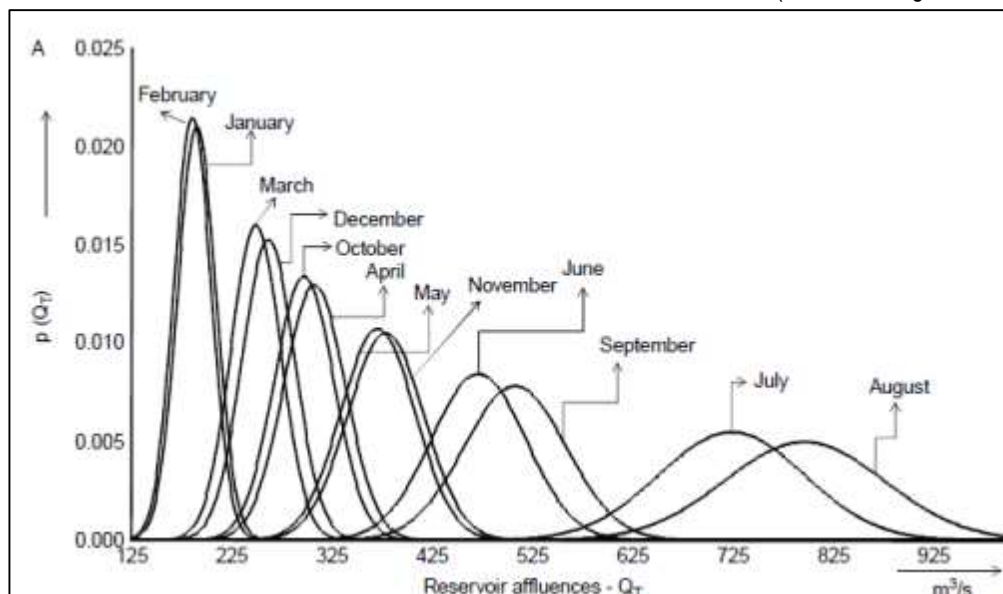
$$\max(|B(\tau, Q)|) \frac{\Delta t}{\Delta Q^2} < \frac{1}{2}$$

Ecuación 26

En la ecuación de Fokker – Planck – Kolmogorov las precipitaciones entran como un factor para la definición de los coeficientes de traslación y difusión a través de N , mientras que las características relacionadas con el sistema

vegetación suelo a través de C . Así como los valores esperados de las precipitaciones y de las características internas de las cuencas influyen en los coeficientes de traslación y difusión las desviaciones de estos parámetros con respecto a estos valores esperados también influyen en la forma en la que se incrementa la variabilidad hidrológica. De este modo, la variabilidad hidrológica queda relacionada con la geometría de las curvas de densidad probabilística de las afluencias a los embalses regionales. En la dinámica temporal, las curvas de densidad probabilísticas que describen las afluencias a un embalse regional pueden apuntalarse, disminuyendo su variabilidad intrínseca o aplanarse aumentando su variabilidad intrínseca (Figura 110).

Figura 110: Dinámica de las Curvas de Densidad Probabilística de afluencias mensuales (Efraín Domínguez & Rivera, 2010)

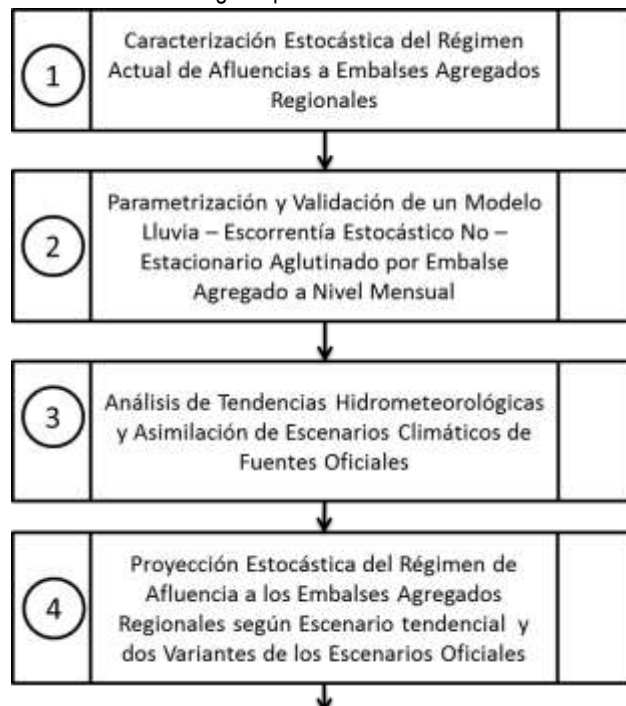


Se observa en la figura anterior que hay meses con mayor o menor variabilidad que otros. La ecuación de Fokker-Planck-Kolmogorov permite caracterizar esta situación y además permite prever como cambiarían las curvas de densidad probabilística si se dan cambios en los valores esperados de las precipitaciones o de los coeficientes τ y k . Estas capacidades de simulación serán utilizadas posteriormente para comprender la sensibilidad de las afluencias a los embalses regionales a los procesos de cambio climático global y al cambio en las condiciones del uso del suelo y la vegetación.

La solución numérica presentada en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** será utilizada para validar el modelo estocástico sobre las series de afluencias mensuales. La filosofía de esta validación consiste en que el cambio intermensual de las precipitaciones debe ser capaz de transformar la curva de densidad probabilística de las afluencias de un mes concreto en la curva de densidad probabilística del mes subsiguiente. Para tener éxito con esto, es necesario primero calibrar el núcleo determinista pre4swentado en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** La solución dinámica de la ecuación de Fokker – Planck – Kolmogorov se utiliza para el proceso de validación, una vez validada, para efectos del análisis de sensibilidad de las afluencias al cambio climático y de otros factores se aplicara una reducción de esta solución denominada solución pseudo-estacionaria (Efraín Domínguez & Kovalenko, 2009).

Es conveniente resaltar que antes del modelado a través de la ecuación de Fokker-Planck-Kolmogorov, es necesario adelantar los pasos metodológicos presentados en el siguiente diagrama:

Figura 111: Fases metodológicas para el desarrollo de escenarios hidrológicos



13.2.2. Metodología detallada

13.2.2.1. CARACTERIZACION ESTOCÁSTICA DEL RÉGIMEN ACTUAL DE AFLUENCIAS

13.2.2.1.1. RECOPIACION DE INFORMACION

Para la recopilación de la información Hidrometeorológica se realizó una consulta sobre el catálogo nacional de estaciones del IDEAM en las zonas de influencia de los embalses de generación hidroeléctrica.

De esta forma se identificaron las estaciones climatológicas e hidrométricas de referencia para las áreas hidrológicas aferentes en cada caso según su cercanía geográfica, y se solicitaron las series mensuales de precipitación y caudal disponibles. En la siguiente Tabla se presenta el resumen de estaciones solicitadas para cada embalse agregado

Tabla 37: Resumen de estaciones hidrometeorológicas requeridas

EMBALSE AGREGADO	TIPO DE ESTACIÓN						
	CO	CP	LG	LM	PG	PM	TOTAL

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático

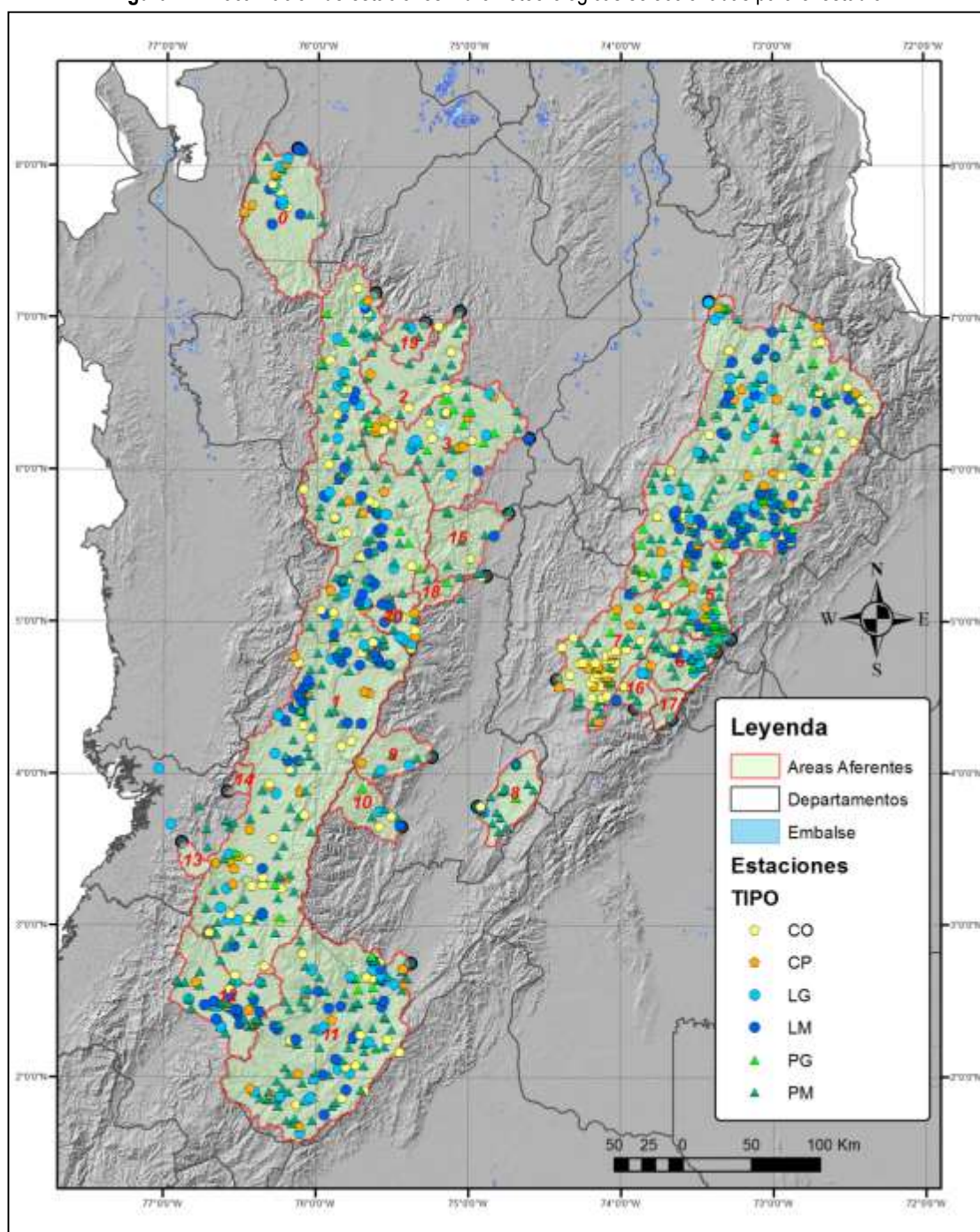
Caribe	4	5	6	6	2	7	30
Tolima	4	1	5	3	3	20	36
Pacífico		1	2			5	8
Huila	15	9	19	16	4	71	134
Cauca	70	43	62	82	12	197	466
Oriente 2	2	4	12	5	16	46	85
Antioquia 1	6	4	9	3	12	13	47
Antioquia 2	7	5	2		1	26	41
Caldas	2	1		1	3	10	17
Bogotá	34	20	4	2	6	33	99
Oriente 1	28	21	30	61	24	128	292
Total general	172	114	151	179	83	556	1255

Fuente: Equipo Consultor - 2013

En total se utilizaron un total de 1255 estaciones aproximadamente, de las cuales 186 corresponden a estaciones climatológicas (CO y CP), 330 estaciones de caudal (LG y LM), y 639 estaciones de precipitación (PT y PM). Los embalses agregados con mayor número de estaciones son Oriente 1 y Cauca, esto se debe principalmente a las áreas aferentes de los proyectos Pescadero Ituango (EPM) e Hidrosogamoso (ISAGEN) que tiene grandes extensiones en comparación con los demás embalses agregados.

En la siguiente figura se presenta el esquema con la localización aproximada de las estaciones hidrometeorológicas recopiladas.

Figura 112 Localización de estaciones hidrometeorológicas seleccionadas para el estudio



Fuente: Equipo Consultor – 2013

13.2.2.1.2. EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE LOS DATOS

La aceptabilidad de los resultados obtenidos en el análisis de riesgo dependerá directamente de la calidad y representatividad de las series de datos recopiladas y la conformación de series en los embalses agregados. Para el presente estudio se aplicarán pruebas de aleatoriedad, homogeneidad y consistencia a las series de datos de precipitación y caudal establecidas en cada embalse agregado, tal como se describe a continuación.

Los análisis básicos que se proponen a continuación, tienen sentido siempre y cuando las variables sobre las cuales son aplicados constituyen un conjunto estadísticamente válido, es decir que las muestras obtenidas provienen de un experimento repetido bajo las mismas condiciones iniciales, donde resultados sean independientes entre sí.

La serie completa de datos mensuales generalmente no cumple esta condición, puesto que existe al menos, cierto nivel de correlación entre el dato del mes actual y el dato del mes anterior. Teniendo en cuenta lo anterior, los análisis estadísticos se realizarán para los conjuntos de datos considerando cada mes por separado, es decir el conjunto de los eneros, febreros, marzos, etc.

Prueba de aleatoriedad

Existen varias pruebas de aleatoriedad para demostrar que una serie de caudales promedio anual o mensual constituye un conjunto estadístico válido. Estas pruebas se diferencian por su nivel de complejidad. En hidrología han encontrado amplia aplicación la prueba de las rachas y la prueba del número de inversiones (Bendat & Piersol, 1986). La prueba de las rachas (o las series) se basa en el conteo de rachas en alguna característica de la serie de caudales anuales. En calidad de hipótesis nula se plantea que H_0 : La muestra es aleatoria y como hipótesis alternativa que H_a : La muestra no es aleatoria. Para aplicar esta prueba es necesario clasificar cada dato de la serie de precipitación o caudal en una de dos clases. Cada clase puede ser representada con un símbolo (+ y – por ejemplo) de esta forma cada valor de la serie que cumpla $Q_i \geq \bar{Q}$ se reemplaza por un signo “+” y de lo contrario (si $Q_i < \bar{Q}$) el valor se reemplaza por un signo “-”. La cantidad total de rachas “R” en la secuencias de “+” alternados con “-” es igual a al número de rachas de signos “+” más el número de rachas de signos “-” $R = (r_a + r_b)$. Para las secuencias aleatorias R tiene una distribución normal con media:

Ecuación 27

$$\bar{R} = \frac{n + 1}{2}$$

y desviación:

Ecuación 28

$$\sigma_R = \frac{\sqrt{n - 1}}{2}$$

Al definir un nivel de significación α el intervalo de confianza para R es:

Ecuación 29

$$\bar{R} - t_{1-\alpha}\sigma_R < R \leq \bar{R} + t_{1-\alpha}\sigma_R$$

Donde $t_{1-\alpha}$ es un percentil de la distribución estándar normal. Si el valor empírico de R cae dentro de este intervalo, la hipótesis nula, que asevera la aleatoriedad de la serie de caudales, no se rechaza, de lo contrario se acepta la hipótesis alternativa sobre la no aleatoriedad de la serie.

Para el presente estudio las pruebas de aleatoriedad fueron realizadas con un nivel de significancia del 1%.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de aleatoriedad aplicadas a las series de precipitaciones y caudales del embalse **Caribe**. La hipótesis nula no es rechazada en ninguna de los conjuntos de precipitaciones mensuales bi anual, por lo que se considera que la serie de precipitaciones es aleatoria. En cuanto a los conjuntos de caudales, se observa rechazo de la hipótesis nula solamente en el mes de agosto, es decir 1 de 12, por lo que en global se considera también que la serie de caudales es aleatoria

Tabla 38 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse CARIBE

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ_R	$t_{(1-\alpha/2, n-1)}$
ENERO	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	9	10	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	12	12	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	12	12	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	8	7	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	6	7	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	8	9	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	7	7	21.5	3.202	2.701

Tabla 39 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse CARIBE

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ_R	$t_{(1-\alpha/2, n-1)}$
ENERO	1	No Rechazada	9	8	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	9	10	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	0	Rechazada	6	6	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701

OCTUBRE	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	15	14	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de aleatoriedad aplicadas a las series de precipitaciones y caudales del embalse **Antioquia 1**. La hipótesis nula no es rechazada en ninguna de los conjuntos de precipitaciones ni caudales mensuales, por lo que se considera que las series son aleatorias.

Tabla 40 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse ANTIOQUIA 1

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ _R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	13	12	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	8	9	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	9	8	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	9	8	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701

Tabla 41 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse ANTIOQUIA 1

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ _R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	12	12	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	13	13	21.5	3.202	2.701

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ _R	t _(1-α/2, n-1)
DICIEMBRE	1	No Rechazada	13	12	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de aleatoriedad aplicadas a las series de precipitaciones y caudales del embalse **Antioquia 2**. La hipótesis nula es rechazada solamente en el conjunto de precipitaciones del mes de mayo, por lo que en global se considera que la serie de precipitaciones es aleatoria. En cuanto a los conjuntos de caudales, la hipótesis nula no es rechazada en ninguno de los meses, por lo que se considera también que la serie de caudales es aleatoria.

Tabla 42 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse ANTIOQUIA 2

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ _R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	13	13	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
MAYO	0	Rechazada	6	6	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	13	12	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	7	7	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	9	8	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	9	8	21.5	3.202	2.701

Tabla 43 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse ANTIOQUIA 2

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ _R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	7	7	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	8	9	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	9	10	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701

NOVIEMBRE	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	12	12	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de aleatoriedad aplicadas a las series de precipitaciones y caudales del embalse **Caldas**. La hipótesis nula no es rechazada en ninguna de los conjuntos de precipitaciones ni caudales mensuales, por lo que se considera que las series son aleatorias.

Tabla 44 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse CALDAS

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ_R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	8	9	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	13	13	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	9	10	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701

Tabla 45 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse CALDAS

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ_R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	15	14	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	9	8	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ _R	t _(1-α/2, n-1)
ANUAL	1	No Rechazada	8	7	21.5	3.202	2.701

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de aleatoriedad aplicadas a las series de precipitaciones y caudales del embalse **Cauca**. La hipótesis nula no es rechazada en ninguna de los conjuntos de precipitaciones ni caudales mensuales, por lo que se considera que las series son aleatorias.

Tabla 46 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse CAUCA

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ _R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	10	11	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	12	12	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	13	13	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	12	13	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	13	12	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701

Tabla 47 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse CAUCA

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ _R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	10	11	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	9	10	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	11	12	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701

En la **Figura 48** No se encuentra el origen de la referencia. y **Figura 49** No se encuentra el origen de la referencia. se presentan los resultados de las pruebas de aleatoriedad aplicadas a las series de precipitaciones y caudales del embalse **Tolima**. La hipótesis nula no es rechazada en ninguna de los conjuntos de precipitaciones ni caudales mensuales, por lo que se considera que las series son aleatorias.

Tabla 48 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse TOLIMA

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ_R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	9	10	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	13	13	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	11	12	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	13	13	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	13	13	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	10	11	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	12	13	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	11	12	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	14	13	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701

Tabla 49 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse TOLIMA

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ_R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	12	12	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	7	8	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	11	12	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	9	8	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701

En la **Figura 48** No se encuentra el origen de la referencia. y **Figura 49** No se encuentra el origen de la referencia. se presentan los resultados de las pruebas de aleatoriedad aplicadas a las series de precipitaciones y caudales del
Unión Temporal ACON – OPTIM

embalse **Pacífico**. La hipótesis nula no es rechazada en ninguna de los conjuntos de precipitaciones ni caudales mensuales, por lo que se considera que las series son aleatorias.

Tabla 50 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse PACIFICO

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r_{pos}	r_{neg}	R_{teo}	σ_R	$t_{(1-\alpha/2, n-1)}$
ENERO	1	No Rechazada	7	8	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	12	12	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	12	12	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	7	7	21.5	3.202	2.701

Tabla 51 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse PACIFICO

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r_{pos}	r_{neg}	R_{teo}	σ_R	$t_{(1-\alpha/2, n-1)}$
ENERO	1	No Rechazada	12	12	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	12	12	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	9	10	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	12	12	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	12	13	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701

En las tablas siguientes se presentan los resultados de las pruebas de aleatoriedad aplicadas a las series de precipitaciones y caudales del embalse **Bogotá**. La hipótesis nula no es rechazada en ninguna de los conjuntos de precipitaciones ni caudales mensuales, por lo que se considera que las series son aleatorias.

Tabla 52 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse BOGOTA

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ_R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	14	14	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	10	11	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	11	12	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	12	12	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	13	13	21.5	3.202	2.701

Tabla 53 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse BOGOTA

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ_R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	13	12	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	12	12	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	11	12	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	14	14	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	13	12	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	9	8	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	9	8	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701

En las tablas siguientes; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de aleatoriedad aplicadas a las series de precipitaciones y caudales del embalse **Huila**. La hipótesis nula no es rechazada en ninguna de los conjuntos de precipitaciones ni caudales mensuales, por lo que se considera que las series son aleatorias.

Tabla 54 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse HUILA

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ_R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ_R	t _(1-α/2, n-1)
FEBRERO	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	14	13	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	8	7	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	14	13	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	12	12	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	13	12	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701

Tabla 55 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse HUILA

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ_R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	11	12	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	9	8	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	9	8	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	7	7	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701

En las tablas siguientes se presentan los resultados de las pruebas de aleatoriedad aplicadas a las series de precipitaciones y caudales del embalse **Oriente 1**. La hipótesis nula no es rechazada en ninguna de los conjuntos de precipitaciones ni caudales mensuales, por lo que se considera que las series son aleatorias.

Tabla 56 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse ORIENTE 1

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ_R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ_R	t _(1-α/2, n-1)
MARZO	1	No Rechazada	13	13	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	12	12	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	9	8	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701

Tabla 57 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse ORIENTE 1

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ_R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	10	11	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	11	12	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	10	11	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	9	10	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	12	12	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	10	11	21.5	3.202	2.701

En las tablas siguientes se presentan los resultados de las pruebas de aleatoriedad aplicadas a las series de precipitaciones y caudales del embalse **Oriente 2**. La hipótesis nula es rechazada solamente en el conjunto de precipitaciones del mes de junio, por lo que en global se considera que la serie de precipitaciones es aleatoria. En cuanto a los conjuntos de caudales, la hipótesis nula es rechazada solamente en el mes de agosto, por lo que en global se considera también que la serie de caudales es aleatoria.

Tabla 58 Resultados pruebas de aleatoriedad a precipitaciones mensuales embalse ORIENTE 2

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ_R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	12	12	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ_R	t _(1-α/2, n-1)
MARZO	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	9	8	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	7	8	21.5	3.202	2.701
JUNIO	0	Rechazada	6	6	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	1	No Rechazada	7	8	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	7	7	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	7	7	21.5	3.202	2.701

Tabla 59 Resultados pruebas de aleatoriedad a caudales mensuales embalse ORIENTE 2

MES	Val	HIPOTESIS (Ho)	r _{pos}	r _{neg}	R _{teo}	σ_R	t _(1-α/2, n-1)
ENERO	1	No Rechazada	9	8	21.5	3.202	2.701
FEBRERO	1	No Rechazada	8	8	21.5	3.202	2.701
MARZO	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701
ABRIL	1	No Rechazada	12	11	21.5	3.202	2.701
MAYO	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701
JUNIO	1	No Rechazada	11	11	21.5	3.202	2.701
JULIO	1	No Rechazada	9	10	21.5	3.202	2.701
AGOSTO	0	Rechazada	6	6	21.5	3.202	2.701
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	10	10	21.5	3.202	2.701
OCTUBRE	1	No Rechazada	11	10	21.5	3.202	2.701
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	10	9	21.5	3.202	2.701
DICIEMBRE	1	No Rechazada	15	14	21.5	3.202	2.701
ANUAL	1	No Rechazada	9	9	21.5	3.202	2.701

Como resultado general de los análisis de aleatoriedad puede concluirse que todas las series de caudales y precipitaciones mensuales de los embalses agregados son aleatorias.

Prueba de homogeneidad

Las series hidrológicas constituyen muestras del conjunto universal de datos que hipotéticamente podrían ser registrados en una cuenca. Se da por supuesto que los datos de caudal registrados en una estación hidrológica fueron generados mediante metodologías de muestreo estándar y que el régimen de caudales anuales registrados en la estación es homogéneo durante todos los años en los que esta variable ha sido observada. Estas condiciones pueden no cumplirse y por ello antes de realizar el análisis estadístico de la oferta hídrica superficial es necesario demostrar que los datos reportados por las estaciones hidrológicas pertenecen a un mismo conjunto estadístico. Los factores que pueden perturbar las condiciones de homogeneidad de una serie hidrológica pueden

estar relacionados con cambios en las tecnologías de medición, del método de construcción de la curva de gastos y/o por cambios en los procesos naturales que gobiernan la escorrentía superficial. Si la prueba de aleatoriedad de una serie de caudales anuales falla será necesario analizar y entender cuáles son las causas de esta falla para removerlas o determinar sub-periodos de la serie que sean homogéneos.

El análisis de homogeneidad estadística tiene las siguientes etapas: 1) Formulación de la hipótesis nula, 2) Formulación de la hipótesis alternativa, 3) Definición del nivel de significación de la prueba y del dominio de rechazo de la hipótesis nula y 4) Validación o rechazo de la hipótesis nula. Existen varias pruebas para establecer la homogeneidad de la serie. Para los efectos de esta Guía Hidrológica se recomiendan las pruebas de Student y de Fisher (también conocidas como prueba t y prueba F). Estas pruebas revisan la hipótesis nula sobre la igualdad de las medias ($\bar{Q}_1 = \bar{Q}_2$) y las varianzas ($\sigma_{Q_1} = \sigma_{Q_2}$). Como hipótesis alternativa se puede proponer la diferencia de las de las medias ($\bar{Q}_1 \neq \bar{Q}_2$) y las varianzas ($\sigma_{Q_1} \neq \sigma_{Q_2}$).

Dado que estas pruebas exigen que la serie de caudales tenga distribución normal y conociendo que en las series de caudales anuales existe asimetría es recomendable también aplicar pruebas de homogeneidad no paramétricas como las de Mann-Whitney o la de Kruskal-Wallis. A este respecto Sheskin (2003) asevera que aunque las pruebas paramétricas tienen restricciones con respecto a la distribución de los datos en las muestras analizadas estas siempre deben utilizarse dado que, las pruebas no paramétricas son menos robustas por la pérdida de información debido a la conversión de variables de intervalo a variables ordinales. Sheskin recomienda la aplicación conjunta de las pruebas paramétricas y no paramétricas, con notable frecuencia se demuestra que los resultados de ambas pruebas son coincidentes (Sheskin, 2003).

Cómo nivel de significación se entiende la mínima magnitud de probabilidades que caracteriza el evento imposible. La realización de este evento imposible implica la invalidez de la hipótesis nula y valida la hipótesis alternativa. En un caso así se rechaza la hipótesis nula y se acepta la alternativa con el nivel de significación elegido. Sin embargo, por el carácter probabilístico de las pruebas de hipótesis, siempre existe la posibilidad de rechazar una hipótesis nula que en realidad es verdadera, cometiendo así un error de primer tipo. Por otro lado también puede suceder que se acepte una hipótesis falsa cometiendo así un error de segundo tipo. Es imposible evitar los errores de primer y segundo tipos, lo único que se puede hacer es disminuir el riesgo de que suceda un error de primer tipo aumentando la posibilidad de que suceda un error de segundo tipo o viceversa. Por lo anterior en hidrología es convencional seleccionar niveles de significación del 10, 5, 2, 1 o 0.1%. Con la disminución del nivel de significación se disminuye la posibilidad de rechazar una hipótesis nula que es verdadera pero aumenta la posibilidad de aceptar hipótesis nulas que son falsas (Haan, 2002). Se recomienda escoger el nivel de significación de las pruebas de homogeneidad de acuerdo con las consecuencias que la eventual validación de una hipótesis falsa puede traer para la definición de la oferta hídrica.

Para verificar la homogeneidad de la serie de caudales anuales se siguen los siguientes pasos:

La serie de caudales anuales, con n observaciones, se divide en dos series de igual longitud ($n_1 = n_2$);

Se calculan los promedios y la desviación estándar para cada una de las mitades obtenidas en el paso anterior; Sean $\bar{Q}_1$ y $\bar{Q}_2$ las medias de la primera y segunda sub-serie y σ_{Q_1} y σ_{Q_2} sus respectivas desviaciones estándar;

Se revisa la homogeneidad en la media proponiendo cómo hipótesis nula $H_0: \bar{Q}_1 = \bar{Q}_2$ y cómo hipótesis alternativa $H': \bar{Q}_1 \neq \bar{Q}_2$. Para revisar la validez de la hipótesis nula se aplica el criterio de Student (Prueba T) cuya expresión es:

Ecuación 30

$$t = \frac{\bar{Q}_1 - \bar{Q}_2}{\sqrt{\frac{n_1 \sigma_{Q_1}^2 + n_2 \sigma_{Q_2}^2}{n_1 + n_2}}} \sqrt{\frac{n_1 n_2 (n_1 + n_2 - 2)}{n_1 + n_2}}$$

Este criterio sigue la distribución de Student³⁰⁶ con grados de libertad $k = n_1 + n_2 - 2$. La hipótesis nula ($H_0: \bar{Q}_1 = \bar{Q}_2$) se rechaza si su valor empírico $t > T\left(\frac{\alpha}{2}, n_1 + n_2 - 2\right)$ ó $T_0 < -T\left(\frac{\alpha}{2}, n_1 + n_2 - 2\right)$, donde $T(\alpha, k)$ es la distribución de Student.

Se revisa la homogeneidad en la varianza proponiendo cómo hipótesis nula $H_0: \sigma_{Q_1} = \sigma_{Q_2}$ y cómo hipótesis alternativa $H': \sigma_{Q_1} \neq \sigma_{Q_2}$. Para revisar la validez de la hipótesis nula se aplica el criterio de Fisher (Prueba F) cuya expresión es:

Ecuación 31

$$F = \frac{\sigma_{Q_1}^2}{\sigma_{Q_2}^2}$$

En el numerador se debe utilizar la desviación estándar de mayor magnitud ($\sigma_{Q_1} \geq \sigma_{Q_2}$). Este criterio sigue la distribución de Fisher³⁰⁷ con $k_1 = n_1 - 1$ grados de libertad en el numerador y $k_2 = n_2 - 1$ en el denominador. La hipótesis nula se rechaza si $F > F\left(\frac{\alpha}{2}, n_1 - 1, n_2 - 1\right)$ ó $F < F\left(1 - \frac{\alpha}{2}, n_1 - 1, n_2 - 1\right)$, donde $F(\alpha, k_2, k_1)$ es la distribución de Fisher.

Para el presente estudio las pruebas de homogeneidad fueron realizadas con un nivel de significancia del 5%. En las siguientes tablas se presentan los resultados de las pruebas de homogeneidad aplicadas a las series de caudales mensuales de los embalses agregados.

Tabla 60 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse CARIBE

³⁰⁶ También conocida como distribución T

³⁰⁷ También conocida como distribución F.

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático

MES	Hipótesis Ho (media)	Hipótesis Ho (σ)	Val (media)	Val (σ)	T _{teo}	T _{obs}	F _{teo(sup)}	F _{teo(inf)}	F _{obs}	Media 1	σ_1	n ₁	Media 2	σ_2	n ₂
ENERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.01	2.46	0.41	1.43	166.43	77.34	21	145.19	54.03	21
FEBRERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.54	2.46	0.41	1.10	126.86	56.34	21	116.74	62.09	21
MARZO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.55	2.46	0.41	1.18	126.29	90.76	21	140.90	76.76	21
ABRIL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.99	2.46	0.41	1.08	225.10	118.07	21	260.81	109.06	21
MAYO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.73	2.46	0.41	1.46	414.19	124.11	21	438.81	84.76	21
JUNIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.17	2.46	0.41	1.28	469.38	99.63	21	474.10	77.78	21
JULIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.10	2.46	0.41	1.08	484.86	79.65	21	482.23	86.38	21
AGOSTO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.91	2.46	0.41	1.65	469.38	114.31	21	412.39	69.08	21
SEPTIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.68	2.46	0.41	1.03	434.14	71.24	21	418.64	73.22	21
OCTUBRE	Rechazada	No Rechazada	0	1	2.02	3.85	2.46	0.41	1.00	498.62	72.20	21	410.60	72.41	21
NOVIEMBRE	Rechazada	No Rechazada	0	1	2.02	2.11	2.46	0.41	1.56	441.62	89.26	21	391.53	57.28	21
DICIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.73	2.46	0.41	1.13	277.57	86.00	21	298.75	96.91	21
ANUAL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.94	2.46	0.41	1.08	344.54	41.86	21	332.56	38.74	21

Tabla 61 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse ANTIOQUIA 1

MES	Hipótesis Ho (media)	Hipótesis Ho (σ)	Val (media)	Val (σ)	T _{teo}	T _{obs}	F _{teo(sup)}	F _{teo(inf)}	F _{obs}	Media 1	σ_1	n ₁	Media 2	σ_2	n ₂
ENERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.25	2.46	0.41	1.04	333.45	82.31	21	339.84	79.29	21
FEBRERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.20	2.46	0.41	1.23	320.23	65.62	21	324.78	80.61	21
MARZO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.79	2.46	0.41	1.02	359.85	75.23	21	378.89	76.76	21
ABRIL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.11	2.46	0.41	1.22	460.48	71.76	21	463.15	87.59	21
MAYO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.63	2.46	0.41	1.05	493.02	80.17	21	508.56	76.51	21
JUNIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.87	2.46	0.41	1.32	403.09	69.66	21	425.63	91.87	21
JULIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.29	2.46	0.41	1.61	358.43	70.25	21	367.04	112.78	21
AGOSTO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.82	2.46	0.41	1.25	404.82	86.16	21	379.53	107.38	21
SEPTIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.37	2.46	0.41	1.01	478.61	96.49	21	489.88	97.60	21
OCTUBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.61	2.46	0.41	1.09	565.20	76.47	21	549.90	83.09	21
NOVIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.70	2.46	0.41	1.21	507.82	80.52	21	527.58	97.45	21
DICIEMBRE	Rechazada	No Rechazada	0	1	2.02	-2.03	2.46	0.41	1.09	388.24	72.12	21	436.64	78.64	21
ANUAL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.61	2.46	0.41	1.16	422.77	47.31	21	432.62	55.06	21

Tabla 62 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse ANTIOQUIA 2

MES	Hipótesis Ho (media)	Hipótesis Ho (σ)	Val (media)	Val (σ)	T _{teo}	T _{obs}	F _{teo(sup)}	F _{teo(inf)}	F _{obs}	Media 1	σ_1	n ₁	Media 2	σ_2	n ₂
ENERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.43	2.46	0.41	1.43	141.00	35.92	21	136.78	25.21	21
FEBRERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.24	2.46	0.41	1.13	128.43	34.57	21	125.97	30.71	21
MARZO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.24	2.46	0.41	1.22	130.03	45.10	21	133.16	36.95	21
ABRIL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.56	2.46	0.41	1.21	164.88	45.83	21	172.28	37.94	21
MAYO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.02	2.46	0.41	1.22	220.65	65.59	21	221.02	53.73	21
JUNIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-1.54	2.46	0.41	1.26	203.05	45.01	21	227.93	56.49	21
JULIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-1.49	2.46	0.41	1.24	181.31	52.93	21	209.30	65.41	21
AGOSTO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.21	2.46	0.41	1.08	193.30	57.76	21	197.35	62.62	21
SEPTIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.08	2.46	0.41	1.19	229.83	68.32	21	231.75	81.03	21
OCTUBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.50	2.46	0.41	1.17	265.83	54.87	21	256.32	64.36	21
NOVIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.32	2.46	0.41	1.15	240.50	58.36	21	246.85	67.15	21
DICIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.76	2.46	0.41	1.17	175.77	39.97	21	186.16	46.72	21
ANUAL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.51	2.46	0.41	1.05	189.55	35.25	21	195.41	37.16	21

Tabla 63 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse CALDAS

MES	Hipótesis Ho (media)	Hipótesis Ho (σ)	Val (media)	Val (σ)	T _{teo}	T _{obs}	F _{teo(sup)}	F _{teo(inf)}	F _{obs}	Media 1	σ_1	n ₁	Media 2	σ_2	n ₂
ENERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-1.34	2.46	0.41	1.09	79.25	27.77	21	91.58	30.21	21
FEBRERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.73	2.46	0.41	1.01	77.76	33.32	21	85.39	32.85	21
MARZO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-1.79	2.46	0.41	1.28	77.11	27.52	21	95.06	35.27	21
ABRIL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.01	2.46	0.41	1.12	93.14	22.29	21	93.09	24.88	21
MAYO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.30	2.46	0.41	1.27	102.65	29.25	21	100.19	23.10	21
JUNIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.61	2.46	0.41	1.08	71.94	21.31	21	67.98	19.72	21
JULIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.77	2.46	0.41	1.34	49.76	23.04	21	44.84	17.17	21
AGOSTO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.72	2.46	0.41	1.17	54.02	22.96	21	42.39	19.64	21
SEPTIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.38	2.46	0.41	1.69	73.49	32.92	21	61.68	19.46	21
OCTUBRE	Rechazada	No Rechazada	0	1	2.02	3.67	2.46	0.41	1.11	115.62	24.65	21	85.40	27.36	21
NOVIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.27	2.46	0.41	1.10	135.80	36.96	21	120.22	40.50	21
DICIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-1.12	2.46	0.41	1.13	107.30	39.29	21	122.24	44.56	21
ANUAL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.40	2.46	0.41	1.04	86.49	18.01	21	84.17	18.71	21

Tabla 64 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse CAUCA

MES	Hipótesis Ho (media)	Hipótesis Ho (σ)	Val (media)	Val (σ)	T _{teo}	T _{obs}	F _{teo(sup)}	F _{teo(inf)}	F _{obs}	Media 1	σ_1	n ₁	Media 2	σ_2	n ₂
ENERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.67	2.46	0.41	1.19	820.18	332.12	21	755.69	278.19	21
FEBRERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.50	2.46	0.41	1.05	736.10	336.95	21	683.94	319.89	21
MARZO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.55	2.46	0.41	1.33	726.31	299.12	21	787.29	397.33	21
ABRIL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.94	2.46	0.41	1.22	892.58	291.26	21	988.71	354.08	21
MAYO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.04	2.46	0.41	1.03	1134.58	309.30	21	1138.91	317.04	21
JUNIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.35	2.46	0.41	1.08	938.69	250.60	21	967.43	271.47	21
JULIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.43	2.46	0.41	1.02	686.06	211.70	21	714.53	207.80	21
AGOSTO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.00	2.46	0.41	1.31	657.39	255.30	21	585.50	194.16	21
SEPTIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.91	2.46	0.41	1.53	764.18	369.87	21	673.96	241.64	21
OCTUBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.98	2.46	0.41	1.06	1145.07	305.87	21	948.35	323.69	21
NOVIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.37	2.46	0.41	1.35	1409.15	463.15	21	1232.39	344.07	21
DICIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.22	2.46	0.41	1.03	1100.59	372.31	21	1126.40	381.88	21
ANUAL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.49	2.46	0.41	1.11	917.57	208.50	21	883.59	232.25	21

Tabla 65 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse TOLIMA

MES	Hipótesis Ho (media)	Hipótesis Ho (σ)	Val (media)	Val (σ)	T _{teo}	T _{obs}	F _{teo(sup)}	F _{teo(inf)}	F _{obs}	Media 1	σ_1	n ₁	Media 2	σ_2	n ₂
ENERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.34	2.46	0.41	1.26	12.69	3.46	21	12.26	4.35	21
FEBRERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.10	2.46	0.41	1.66	12.85	3.73	21	13.02	6.18	21
MARZO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.35	2.46	0.41	1.07	14.31	5.03	21	14.85	4.71	21
ABRIL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.83	2.46	0.41	1.07	18.19	5.14	21	19.59	5.50	21
MAYO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.98	2.46	0.41	1.10	22.51	5.46	21	24.12	4.95	21
JUNIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-1.62	2.46	0.41	1.08	21.67	4.84	21	24.26	5.24	21
JULIO	Rechazada	No Rechazada	0	1	2.02	-2.65	2.46	0.41	1.71	20.07	4.32	21	23.03	2.53	21
AGOSTO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.81	2.46	0.41	2.25	18.20	5.86	21	19.36	2.61	21
SEPTIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.89	2.46	0.41	1.53	16.15	5.27	21	17.41	3.45	21
OCTUBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.67	2.46	0.41	1.53	20.20	7.14	21	18.91	4.66	21
NOVIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.20	2.46	0.41	1.30	19.48	5.10	21	19.20	3.93	21
DICIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.46	2.46	0.41	1.12	15.80	4.59	21	16.44	4.10	21
ANUAL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.86	2.46	0.41	1.07	17.68	3.04	21	18.54	3.26	21

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático

Tabla 66 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse PACIFICO

MES	Hipótesis Ho (media)	Hipótesis Ho (σ)	Val (media)	Val (σ)	T _{teo}	T _{obs}	F _{teo(sup)}	F _{teo(inf)}	F _{obs}	Media 1	σ_1	n ₁	Media 2	σ_2	n ₂
ENERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.21	2.46	0.41	1.04	44.06	14.09	21	43.09	14.72	21
FEBRERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.55	2.46	0.41	1.09	40.95	15.66	21	38.34	14.35	21
MARZO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.44	2.46	0.41	1.15	38.11	12.66	21	39.75	11.02	21
ABRIL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.87	2.46	0.41	1.29	48.60	15.56	21	52.43	12.10	21
MAYO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.68	2.46	0.41	1.01	55.78	11.10	21	53.37	11.18	21
JUNIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.45	2.46	0.41	1.43	44.46	7.62	21	45.79	10.89	21
JULIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.37	2.46	0.41	1.04	32.59	10.54	21	33.81	10.14	21
AGOSTO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.78	2.46	0.41	1.42	32.39	13.81	21	29.47	9.71	21
SEPTIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.93	2.46	0.41	1.72	40.85	15.31	21	37.17	8.92	21
OCTUBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.76	2.46	0.41	1.09	61.75	12.66	21	54.38	13.83	21
NOVIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.04	2.46	0.41	1.09	63.77	13.50	21	63.62	12.44	21
DICIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.52	2.46	0.41	1.05	52.02	12.03	21	54.07	12.68	21
ANUAL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.40	2.46	0.41	1.11	46.28	7.03	21	45.44	6.33	21

Tabla 67 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse BOGOTA

MES	Hipótesis Ho (media)	Hipótesis Ho (σ)	Val (media)	Val (σ)	T _{teo}	T _{obs}	F _{teo(sup)}	F _{teo(inf)}	F _{obs}	Media 1	σ_1	n ₁	Media 2	σ_2	n ₂
ENERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.32	2.46	0.41	1.08	9.43	7.35	21	8.70	6.78	21
FEBRERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.08	2.46	0.41	1.01	9.67	5.92	21	9.51	6.01	21
MARZO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.71	2.46	0.41	1.58	12.78	9.58	21	15.60	15.10	21
ABRIL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.17	2.46	0.41	1.20	27.31	22.08	21	28.66	26.59	21
MAYO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.10	2.46	0.41	1.31	42.30	25.40	21	41.34	33.22	21
JUNIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.28	2.46	0.41	1.22	43.92	20.24	21	41.93	24.67	21
JULIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.48	2.46	0.41	1.09	42.38	21.06	21	45.45	19.31	21
AGOSTO	Rechazada	No Rechazada	0	1	2.02	-2.33	2.46	0.41	1.37	27.24	6.85	21	33.28	9.37	21
SEPTIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.31	2.46	0.41	1.22	24.36	10.93	21	20.23	8.98	21
OCTUBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.08	2.46	0.41	1.09	36.02	17.30	21	29.84	18.78	21
NOVIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.01	2.46	0.41	1.23	42.80	24.71	21	42.88	30.43	21
DICIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.55	2.46	0.41	1.43	22.98	17.62	21	26.75	25.25	21
ANUAL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.07	2.46	0.41	1.78	28.43	7.44	21	28.68	13.22	21

Tabla 68 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse HUILA

MES	Hipótesis Ho (media)	Hipótesis Ho (σ)	Val (media)	Val (σ)	T _{teo}	T _{obs}	F _{teo(sup)}	F _{teo(inf)}	F _{obs}	Media 1	σ_1	n ₁	Media 2	σ_2	n ₂
ENERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.18	2.46	0.41	1.19	156.79	83.41	21	128.09	70.03	21
FEBRERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.37	2.46	0.41	1.07	169.60	88.72	21	132.30	83.12	21
MARZO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.83	2.46	0.41	1.15	194.34	93.16	21	171.41	81.21	21
ABRIL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.86	2.46	0.41	1.12	235.84	70.99	21	217.60	63.11	21
MAYO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.48	2.46	0.41	1.04	261.74	70.95	21	227.92	73.87	21
JUNIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.16	2.46	0.41	1.48	237.37	56.02	21	240.89	82.93	21
JULIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.72	2.46	0.41	1.08	248.83	75.38	21	230.90	81.77	21
AGOSTO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.75	2.46	0.41	1.17	183.38	48.36	21	172.77	41.39	21
SEPTIEMBRE	Rechazada	No Rechazada	0	1	2.02	3.36	2.46	0.41	1.34	163.42	47.49	21	118.87	35.50	21
OCTUBRE	Rechazada	No Rechazada	0	1	2.02	3.58	2.46	0.41	1.79	217.43	82.81	21	141.56	46.28	21
NOVIEMBRE	Rechazada	No Rechazada	0	1	2.02	2.50	2.46	0.41	1.36	248.21	83.81	21	190.21	61.42	21
DICIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.36	2.46	0.41	1.06	202.43	75.53	21	193.57	80.42	21
ANUAL	Rechazada	No Rechazada	0	1	2.02	2.34	2.46	0.41	1.04	209.95	40.59	21	180.51	39.05	21

Tabla 69 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse ORIENTE 1

MES	Hipótesis Ho (media)	Hipótesis Ho (σ)	Val (media)	Val (σ)	T _{teo}	T _{obs}	F _{teo(sup)}	F _{teo(inf)}	F _{obs}	Media 1	σ_1	n ₁	Media 2	σ_2	n ₂
ENERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.71	2.46	0.41	1.68	232.86	133.88	21	208.23	79.87	21
FEBRERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.25	2.46	0.41	1.02	230.10	121.29	21	220.51	119.12	21
MARZO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.29	2.46	0.41	1.37	297.62	156.18	21	309.98	114.03	21
ABRIL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.57	2.46	0.41	1.70	580.34	285.08	21	538.32	167.78	21
MAYO	No Rechazada	Rechazada	1	0	2.02	1.50	2.46	0.41	2.58	819.06	348.14	21	693.89	134.80	21
JUNIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.00	2.46	0.41	1.57	580.11	195.85	21	528.22	124.71	21
JULIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.79	2.46	0.41	1.44	414.79	117.83	21	389.33	81.95	21
AGOSTO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.75	2.46	0.41	1.00	398.68	105.12	21	373.74	105.28	21
SEPTIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.23	2.46	0.41	1.88	527.63	203.28	21	464.52	107.92	21
OCTUBRE	Rechazada	No Rechazada	0	1	2.02	2.65	2.46	0.41	1.37	847.75	257.80	21	658.39	187.89	21
NOVIEMBRE	No Rechazada	Rechazada	1	0	2.02	1.69	2.46	0.41	2.62	835.17	370.26	21	685.38	141.39	21
DICIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.73	2.46	0.41	1.51	427.10	176.57	21	392.67	116.97	21
ANUAL	Rechazada	No Rechazada	0	1	2.02	2.08	2.46	0.41	1.32	515.93	103.94	21	455.26	78.48	21

Tabla 70 Resultados pruebas de homogeneidad a caudales mensuales embalse ORIENTE 2

MES	Hipótesis Ho (media)	Hipótesis Ho (σ)	Val (media)	Val (σ)	T _{teo}	T _{obs}	F _{teo(sup)}	F _{teo(inf)}	F _{obs}	Media 1	σ_1	n ₁	Media 2	σ_2	n ₂
ENERO	No Rechazada	Rechazada	1	0	2.02	1.31	2.46	0.41	2.54	19.38	10.67	21	16.01	4.20	21
FEBRERO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.23	2.46	0.41	1.71	22.53	14.39	21	17.96	8.40	21
MARZO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.78	2.46	0.41	1.36	33.89	18.23	21	29.95	13.36	21
ABRIL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.37	2.46	0.41	1.13	65.38	24.11	21	68.36	27.24	21
MAYO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.66	2.46	0.41	1.01	104.60	30.69	21	111.02	30.47	21
JUNIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.06	2.46	0.41	1.03	147.82	38.98	21	135.02	37.72	21
JULIO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.70	2.46	0.41	1.18	149.84	39.65	21	140.16	46.95	21
AGOSTO	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.88	2.46	0.41	1.12	111.40	25.66	21	103.83	28.81	21
SEPTIEMBRE	Rechazada	No Rechazada	0	1	2.02	2.23	2.46	0.41	1.07	80.91	17.55	21	68.93	16.40	21
OCTUBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.93	2.46	0.41	1.10	69.67	15.19	21	59.88	16.76	21
NOVIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	-0.45	2.46	0.41	1.04	51.33	14.03	21	53.37	14.61	21
DICIEMBRE	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	0.41	2.46	0.41	1.10	31.33	9.61	21	30.00	10.61	21
ANUAL	No Rechazada	No Rechazada	1	1	2.02	1.48	2.46	0.41	1.11	74.01	9.04	21	69.54	10.07	21

Como resultado general de los análisis y pruebas de homogeneidad puede concluirse que todas las series de caudales mensuales de los embalses agregados son homogéneas. Para algunos embalses como Caribe, Huila, Oriente 1 y Oriente 2 se presentan meses donde la hipótesis nula es rechazada con respecto a la media o la varianza, indicando que no se cumple el criterio de homogeneidad para esos conjuntos.

Análisis de Consistencia

El análisis de consistencia implica la estimación de los errores en los estadísticos de las series, esto permite establecer en principio si la longitud de los registros es suficiente para caracterizar confiablemente el comportamiento de las variables, de igual forma, estos datos son necesarios para realizar pruebas de hipótesis con el fin de verificar cambios en los valores de la media y la dispersión (desviación estándar o coeficiente de variación - Cv) de las afluencias entre el período actual y escenarios futuros, así como la verificación de tendencias lineales de incremento o disminución en la evolución de los valores de las series.

La estimación de los errores en la media y el coeficiente de variación (Cv) pueden estimarse por medio de las siguientes ecuaciones:

Error en la estimación del valor medio:

Ecuación 32

$$\sigma_{\bar{x}} = \frac{\sigma_x}{\sqrt{n}}$$

Error en la estimación del valor del coeficiente de variación:

Ecuación 33

$$\sigma_{Cv} = C_v \sqrt{\frac{1 + C_v^2}{2n}}$$

$$Cv = \frac{\sigma_x}{\bar{x}}$$

Estas ecuaciones fueron aplicadas a todas las series de caudales mensuales establecidas para los embalses agregados seleccionados. En las siguientes tablas se presentan los resultados del cálculo de errores en los momentos estadísticos de las series de caudales.

Tabla 71 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse CARIBE.

MES	Media	σ_x	Cv	N	$\sigma_{x-media}$	σ_{x-Cv}	$\sigma_{x-media}$ (%)	σ_{x-cv} (%)
ENERO	155.8	66.76	0.43	42	10.302	0.051	6.61	11.87
FEBRERO	121.8	58.78	0.48	42	9.070	0.058	7.45	12.11
MARZO	133.6	83.35	0.62	42	12.861	0.080	9.63	12.86
ABRIL	243.0	113.70	0.47	42	17.545	0.056	7.22	12.05
MAYO	426.5	105.71	0.25	42	16.311	0.028	3.82	11.24
JUNIO	471.7	88.31	0.19	42	13.626	0.021	2.89	11.10
JULIO	483.5	82.08	0.17	42	12.665	0.019	2.62	11.07
AGOSTO	440.9	97.64	0.22	42	15.066	0.025	3.42	11.18
SEPTIEMBRE	426.4	71.78	0.17	42	11.076	0.019	2.60	11.06
OCTUBRE	454.6	84.17	0.19	42	12.988	0.021	2.86	11.10
NOVIEMBRE	416.6	78.29	0.19	42	12.081	0.021	2.90	11.10
DICIEMBRE	288.2	91.13	0.32	42	14.061	0.036	4.88	11.44
ANUAL	338.5	40.30	0.12	42	6.218	0.013	1.84	10.99

Tabla 72 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse ANTIOQUIA 1.

MES	Media	σ_x	Cv	N	$\sigma_{x-media}$	σ_{x-Cv}	$\sigma_{x-media}$ (%)	σ_{x-cv} (%)
ENERO	336.6	79.89	0.24	42	12.327	0.027	3.66	11.21
FEBRERO	322.5	72.63	0.23	42	11.207	0.025	3.48	11.18
MARZO	369.4	75.68	0.20	42	11.678	0.023	3.16	11.14

MES	Media	σ_x	Cv	N	$\sigma_{x-media}$	σ_{x-Cv}	$\sigma_{x-media}$ (%)	σ_{x-cv} (%)
ABRIL	461.8	79.09	0.17	42	12.205	0.019	2.64	11.07
MAYO	500.8	77.80	0.16	42	12.005	0.017	2.40	11.04
JUNIO	414.4	81.33	0.20	42	12.550	0.022	3.03	11.12
JULIO	362.7	92.91	0.26	42	14.336	0.029	3.95	11.26
AGOSTO	392.2	97.00	0.25	42	14.968	0.028	3.82	11.24
SEPTIEMBRE	484.2	96.02	0.20	42	14.817	0.022	3.06	11.12
OCTUBRE	557.6	79.25	0.14	42	12.229	0.016	2.19	11.02
NOVIEMBRE	517.7	88.85	0.17	42	13.710	0.019	2.65	11.07
DICIEMBRE	412.4	78.45	0.19	42	12.105	0.021	2.94	11.11
ANUAL	427.7	50.94	0.12	42	7.861	0.013	1.84	10.99

Tabla 73 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse ANTIOQUIA 2.

MES	Media	σ_x	Cv	N	$\sigma_{x-media}$	σ_{x-Cv}	$\sigma_{x-media}$ (%)	σ_{x-cv} (%)
ENERO	138.9	30.72	0.22	42	4.741	0.025	3.41	11.17
FEBRERO	127.2	32.32	0.25	42	4.987	0.029	3.92	11.26
MARZO	131.6	40.75	0.31	42	6.288	0.035	4.78	11.42
ABRIL	168.6	41.72	0.25	42	6.438	0.028	3.82	11.24
MAYO	220.8	59.22	0.27	42	9.138	0.030	4.14	11.30
JUNIO	215.5	52.00	0.24	42	8.024	0.027	3.72	11.22
JULIO	195.3	60.45	0.31	42	9.328	0.035	4.78	11.42
AGOSTO	195.3	59.54	0.30	42	9.187	0.035	4.70	11.41
SEPTIEMBRE	230.8	74.03	0.32	42	11.423	0.037	4.95	11.46
OCTUBRE	261.1	59.26	0.23	42	9.145	0.025	3.50	11.19
NOVIEMBRE	243.7	62.22	0.26	42	9.601	0.029	3.94	11.26
DICIEMBRE	181.0	43.26	0.24	42	6.675	0.027	3.69	11.22
ANUAL	192.5	35.89	0.19	42	5.538	0.021	2.88	11.10

Tabla 74 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse CALDAS.

MES	Media	σ_x	Cv	N	$\sigma_{x-media}$	σ_{x-Cv}	$\sigma_{x-media}$ (%)	σ_{x-cv} (%)
ENERO	85.4	29.33	0.34	42	4.526	0.040	5.30	11.54
FEBRERO	81.6	32.91	0.40	42	5.078	0.047	6.23	11.77
MARZO	86.1	32.54	0.38	42	5.021	0.044	5.83	11.66
ABRIL	93.1	23.33	0.25	42	3.601	0.028	3.87	11.25
MAYO	101.4	26.06	0.26	42	4.021	0.029	3.96	11.27
JUNIO	70.0	20.38	0.29	42	3.144	0.033	4.49	11.36
JULIO	47.3	20.23	0.43	42	3.121	0.051	6.60	11.87

MES	Media	σ_x	Cv	N	$\sigma_{x-media}$	σ_{x-Cv}	$\sigma_{x-media}$ (%)	σ_{x-cv} (%)
AGOSTO	48.2	21.91	0.45	42	3.380	0.054	7.01	11.98
SEPTIEMBRE	67.6	27.37	0.40	42	4.223	0.048	6.25	11.77
OCTUBRE	100.5	29.92	0.30	42	4.617	0.034	4.59	11.38
NOVIEMBRE	128.0	39.10	0.31	42	6.033	0.035	4.71	11.41
DICIEMBRE	114.8	42.18	0.37	42	6.508	0.043	5.67	11.62
ANUAL	85.3	18.17	0.21	42	2.804	0.024	3.29	11.16

Tabla 75 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse CAUCA.

MES	Media	σ_x	Cv	N	$\sigma_{x-media}$	σ_{x-Cv}	$\sigma_{x-media}$ (%)	σ_{x-cv} (%)
ENERO	787.9	304.34	0.39	42	46.960	0.045	5.96	11.70
FEBRERO	710.0	325.57	0.46	42	50.237	0.055	7.08	12.00
MARZO	756.8	348.72	0.46	42	53.809	0.055	7.11	12.01
ABRIL	940.6	323.89	0.34	42	49.978	0.040	5.31	11.54
MAYO	1136.7	309.36	0.27	42	47.735	0.031	4.20	11.31
JUNIO	953.1	258.45	0.27	42	39.879	0.031	4.18	11.30
JULIO	700.3	207.68	0.30	42	32.046	0.034	4.58	11.38
AGOSTO	621.4	226.95	0.37	42	35.019	0.042	5.64	11.62
SEPTIEMBRE	719.1	311.93	0.43	42	48.132	0.052	6.69	11.89
OCTUBRE	1046.7	326.58	0.31	42	50.393	0.036	4.81	11.43
NOVIEMBRE	1320.8	412.78	0.31	42	63.694	0.036	4.82	11.43
DICIEMBRE	1113.5	372.73	0.33	42	57.513	0.039	5.17	11.51
ANUAL	900.6	218.66	0.24	42	33.740	0.027	3.75	11.23

Tabla 76 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse TOLIMA.

MES	Media	σ_x	Cv	N	$\sigma_{x-media}$	σ_{x-Cv}	$\sigma_{x-media}$ (%)	σ_{x-cv} (%)
ENERO	12.5	3.89	0.31	42	0.600	0.036	4.81	11.43
FEBRERO	12.9	5.04	0.39	42	0.778	0.046	6.02	11.71
MARZO	14.6	4.82	0.33	42	0.744	0.038	5.10	11.49
ABRIL	18.9	5.31	0.28	42	0.819	0.032	4.33	11.33
MAYO	23.3	5.22	0.22	42	0.805	0.025	3.45	11.18
JUNIO	23.0	5.15	0.22	42	0.795	0.025	3.46	11.18
JULIO	21.6	3.80	0.18	42	0.587	0.020	2.72	11.08
AGOSTO	18.8	4.52	0.24	42	0.697	0.027	3.71	11.22
SEPTIEMBRE	16.8	4.44	0.26	42	0.686	0.030	4.09	11.29
OCTUBRE	19.6	5.99	0.31	42	0.925	0.035	4.73	11.41
NOVIEMBRE	19.3	4.50	0.23	42	0.694	0.026	3.59	11.20

MES	Media	σ_x	Cv	N	$\sigma_{x-media}$	σ_{x-Cv}	$\sigma_{x-media}$ (%)	σ_{x-cv} (%)
DICIEMBRE	16.1	4.31	0.27	42	0.665	0.030	4.13	11.29
ANUAL	18.1	3.14	0.17	42	0.485	0.019	2.68	11.07

Tabla 77 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse PACIFICO.

MES	Media	σ_x	Cv	N	$\sigma_{x-media}$	σ_{x-Cv}	$\sigma_{x-media}$ (%)	σ_{x-cv} (%)
ENERO	43.6	14.24	0.33	42	2.198	0.038	5.04	11.48
FEBRERO	39.6	14.89	0.38	42	2.298	0.044	5.80	11.66
MARZO	38.9	11.75	0.30	42	1.813	0.034	4.66	11.40
ABRIL	50.5	13.91	0.28	42	2.146	0.031	4.25	11.32
MAYO	54.6	11.07	0.20	42	1.708	0.023	3.13	11.13
JUNIO	45.1	9.31	0.21	42	1.437	0.023	3.18	11.14
JULIO	33.2	10.24	0.31	42	1.580	0.035	4.76	11.42
AGOSTO	30.9	11.88	0.38	42	1.833	0.045	5.93	11.69
SEPTIEMBRE	39.0	12.51	0.32	42	1.931	0.037	4.95	11.46
OCTUBRE	58.1	13.61	0.23	42	2.101	0.026	3.62	11.21
NOVIEMBRE	63.7	12.82	0.20	42	1.979	0.022	3.11	11.13
DICIEMBRE	53.0	12.25	0.23	42	1.890	0.026	3.56	11.20
ANUAL	45.9	6.62	0.14	42	1.021	0.016	2.23	11.02

Tabla 78 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse BOGOTA.

MES	Media	σ_x	Cv	N	$\sigma_{x-media}$	σ_{x-Cv}	$\sigma_{x-media}$ (%)	σ_{x-cv} (%)
ENERO	9.1	7.00	0.77	42	1.080	0.106	11.91	13.78
FEBRERO	9.6	5.89	0.61	42	0.909	0.079	9.48	12.81
MARZO	14.2	12.57	0.89	42	1.940	0.129	13.67	14.58
ABRIL	28.0	24.15	0.86	42	3.727	0.124	13.32	14.41
MAYO	41.8	29.21	0.70	42	4.507	0.093	10.78	13.31
JUNIO	42.9	22.31	0.52	42	3.443	0.064	8.02	12.30
JULIO	43.9	20.01	0.46	42	3.088	0.055	7.03	11.99
AGOSTO	30.3	8.66	0.29	42	1.337	0.032	4.42	11.35
SEPTIEMBRE	22.3	10.10	0.45	42	1.559	0.054	6.99	11.98
OCTUBRE	32.9	18.11	0.55	42	2.794	0.068	8.49	12.45
NOVIEMBRE	42.8	27.38	0.64	42	4.224	0.083	9.86	12.95
DICIEMBRE	24.9	21.59	0.87	42	3.331	0.125	13.39	14.45
ANUAL	28.6	10.60	0.37	42	1.635	0.043	5.73	11.64

Tabla 79 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse HUILA.

MES	Media	σ_x	Cv	N	$\sigma_{x-media}$	σ_{x-Cv}	$\sigma_{x-media}$ (%)	σ_{x-cv} (%)
ENERO	142.4	77.44	0.54	42	11.949	0.068	8.39	12.42
FEBRERO	151.0	86.98	0.58	42	13.422	0.073	8.89	12.59
MARZO	182.9	87.09	0.48	42	13.439	0.058	7.35	12.09
ABRIL	226.7	66.98	0.30	42	10.336	0.034	4.56	11.38
MAYO	244.8	73.56	0.30	42	11.350	0.034	4.64	11.39
JUNIO	239.1	69.92	0.29	42	10.789	0.033	4.51	11.37
JULIO	239.9	78.20	0.33	42	12.067	0.037	5.03	11.48
AGOSTO	178.1	44.78	0.25	42	6.910	0.028	3.88	11.25
SEPTIEMBRE	141.1	47.15	0.33	42	7.275	0.038	5.15	11.50
OCTUBRE	179.5	76.58	0.43	42	11.816	0.051	6.58	11.86
NOVIEMBRE	219.2	78.29	0.36	42	12.080	0.041	5.51	11.59
DICIEMBRE	198.0	77.19	0.39	42	11.910	0.046	6.02	11.71
ANUAL	195.2	42.06	0.22	42	6.491	0.024	3.32	11.16

Tabla 80 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse ORIENTE 1.

MES	Media	σ_x	Cv	N	$\sigma_{x-media}$	σ_{x-Cv}	$\sigma_{x-media}$ (%)	σ_{x-cv} (%)
ENERO	220.5	109.59	0.50	42	16.910	0.061	7.67	12.18
FEBRERO	225.3	118.84	0.53	42	18.337	0.065	8.14	12.34
MARZO	303.8	135.21	0.45	42	20.863	0.053	6.87	11.94
ABRIL	559.3	232.01	0.41	42	35.799	0.049	6.40	11.81
MAYO	756.5	268.32	0.35	42	41.403	0.041	5.47	11.58
JUNIO	554.2	164.28	0.30	42	25.348	0.034	4.57	11.38
JULIO	402.1	101.07	0.25	42	15.595	0.028	3.88	11.25
AGOSTO	386.2	104.67	0.27	42	16.151	0.031	4.18	11.30
SEPTIEMBRE	496.1	163.89	0.33	42	25.288	0.038	5.10	11.49
OCTUBRE	753.1	242.54	0.32	42	37.425	0.037	4.97	11.46
NOVIEMBRE	760.3	287.01	0.38	42	44.286	0.044	5.83	11.66
DICIEMBRE	409.9	148.95	0.36	42	22.984	0.042	5.61	11.61
ANUAL	485.6	96.00	0.20	42	14.814	0.022	3.05	11.12

Tabla 81 Errores en los momentos estadísticos de las series de caudales mensuales embalse ORIENTE 2.

MES	Media	σ_x	Cv	N	$\sigma_{x-media}$	σ_{x-Cv}	$\sigma_{x-media}$ (%)	σ_{x-cv} (%)
ENERO	17.7	8.19	0.46	42	1.264	0.056	7.14	12.02

FEBRERO	20.2	11.86	0.59	42	1.831	0.074	9.04	12.65
MARZO	31.9	15.91	0.50	42	2.455	0.061	7.69	12.19
ABRIL	66.9	25.45	0.38	42	3.927	0.044	5.87	11.67
MAYO	107.8	30.38	0.28	42	4.688	0.032	4.35	11.34
JUNIO	141.4	38.44	0.27	42	5.931	0.031	4.19	11.31
JULIO	145.0	43.20	0.30	42	6.666	0.034	4.60	11.38
AGOSTO	107.6	27.21	0.25	42	4.199	0.028	3.90	11.25
SEPTIEMBRE	74.9	17.84	0.24	42	2.753	0.027	3.67	11.22
OCTUBRE	64.8	16.56	0.26	42	2.555	0.029	3.94	11.26
NOVIEMBRE	52.4	14.19	0.27	42	2.189	0.031	4.18	11.30
DICIEMBRE	30.7	10.02	0.33	42	1.546	0.037	5.04	11.48
ANUAL	71.8	9.72	0.14	42	1.500	0.015	2.09	11.01

Como resultado general de los análisis de consistencia aplicado a las series de caudales mensuales, se encontró que los errores en los momentos estadísticos son bajos en la gran mayoría de los casos; con respecto a los caudales promedio se estima los errores son menores al 10%, (valor recomendado por la Organización Meteorológica Mundial – OMM – WMO (WMO, 2011)) con valores típicos de $\sigma_{x-media}$ entre 3% y 5%; mientras que para el coeficiente de variación C_v , los errores σ_{x-Cv} son del orden de 11%. La excepción se encuentra en la serie de caudales del embalse agregado Bogotá, donde se tienen errores intermedios en la definición de la media $\sigma_{x-media}$ con valores de hasta 14%, y errores en el coeficiente de variación σ_{x-Cv} de hasta 15%.

13.2.2.2. AJUSTE DE FUNCIONES DE PROBABILIDAD Y CÁLCULO DE ISOPERCENTILES

A continuación, para adelantar la caracterización probabilística del régimen actual de afluencias y de precipitaciones se selecciona, entre 12 modelos de funciones de distribución teórica, cual es la que mejor describe los conjuntos estadísticos de afluencias mensuales a los embalses regionales. Entre estos modelos teóricos se encuentran los siguientes:

- Distribución normal: Una variable aleatoria Q está distribuida normalmente, con media $\bar{Q}$ y varianza σ_Q^2 si tiene una densidad de distribución probabilística del tipo:

$$p(Q) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left[\frac{(Q-\bar{Q})}{\sigma_Q}\right]^2} ; (-\infty < Q < \infty)$$

Ecuación 34. Distribución Normal

Dado que el teorema central del límite establece que la suma de n variables aleatorias independientes se distribuye normalmente es factible que en algunos casos el caudal promedio anual (que representa la suma de los caudales medios diarios divididos por el número de días del año) resulte distribuido en forma normal.

- Distribución Log-normal: Una variable aleatoria Q está distribuida de forma Log – normal si $Y = \text{Log}(Q)$ sigue una distribución normal con media μ_Y y desviación estándar σ_Y ; si se ajusta a la expresión:

$$p(Q) = \frac{1}{Q\sigma_Y\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left[\frac{\ln Q - \mu_Y}{\sigma_Y}\right]^2} \quad \forall Q > 0$$

$$p(Q) = 0; \quad \forall Q \leq 0.$$

Ecuación 35. Distribución Log – Normal

El valor esperado para esta distribución es: $E(X) = \mu_X = e^{\mu_Y + (1/2)\sigma_Y^2}$ y su varianza se obtiene cómo :

$V(X) = \sigma_X^2 = e^{2\mu_Y + 2\sigma_Y^2} (e^{\sigma_Y^2} - 1)$. Esta distribución tiene como ventaja sobre la distribución normal que sus valores están restringidos a los valores positivos y que su forma no es simétrica, dos características que le permiten representar mejor a las series de caudales anuales.

- Distribución Exponencial: Una variable aleatoria Q tiene distribución Exponencial si su función de distribución tiene la siguiente forma:

$$p(Q) = \lambda^{-\lambda Q}$$

Ecuación 36. Distribución Exponencial

La ventaja de la distribución exponencial radica en que es fácil de determinar λ a partir de la información observada y que la distribución exponencial se adapta muy bien a estudios teóricos. Su desventaja es que requiere que la ocurrencia de cada evento sea completamente independiente de sus vecinos, lo cual puede ser un supuesto no válido para el proceso en estudio.

- Distribución Gamma: Una variable aleatoria Q tiene distribución Gamma si su función de distribución tiene la siguiente forma:

$$p(Q) = \frac{\lambda}{\Gamma(r)} (\lambda Q)^{r-1} e^{-\lambda Q}; \quad \forall Q > 0$$

$$p(Q) = 0; \quad \forall Q \leq 0.$$

Ecuación 37. Distribución Gamma

Aquí: $\Gamma(n)$ es la función Gamma que se define cómo: $\Gamma(n) = \int_0^\infty Q^{n-1} e^{-Q} dQ$.

Los parámetros de esta distribución son: λ , que se conoce cómo el parámetro de forma y r , que es reconocido como el parámetro de escala. A Través de estos parámetros el valor esperado y la varianza se representan cómo $\bar{Q} = r/\lambda$ y $\sigma_Q = \frac{\sqrt{r}}{\lambda^2}$. (Montgomery and Runger, 2003).

- Distribución Log-Gamma: Una variable aleatoria Q sigue una distribución Log-Gamma si su función de densidad probabilística es:

-

$$p(Q, c) = e^{\frac{(cQ - e^Q)}{\Gamma(c)}}$$

Ecuación 38. Distribución Log-Gamma

Para Q y $c > 0$, donde Γ es la función Gamma.

- Distribución Gamma Generalizada: Una variable aleatoria Q sigue una distribución Gamma Generalizada si su función de densidad probabilística es:

$$p(Q, c) = |c| Q^{ca-1} \frac{e^{-Q^c}}{\Gamma(a)}$$

Ecuación 39

Para $Q > 0$, $a > 0$, y $c \neq 0$, donde Γ es la función Gamma.

- Distribución Gumbel con sesgo a la izquierda: Una variable aleatoria Q sigue una distribución Gumbel con sesgo a la izquierda si su función de densidad probabilística es:

$$p(Q) = e^{-(Q + e^{-Q})}$$

Ecuación 40

- Distribución Gumbel con sesgo a la derecha: Una variable aleatoria Q sigue una distribución Gumbel con sesgo a la derecha si su función de densidad probabilística es:

$$p(Q) = e^{Q - e^x}$$

Ecuación 41

- Distribución Potencial: Una variable aleatoria Q sigue una distribución Gumbel con sesgo a la derecha si su función de densidad probabilística es:

$$p(Q, a) = aQ^{(a-1)}$$

Ecuación 42

Para $0 \leq Q \leq 1$, $a > 0$.

- Distribución Generalizada de valores extremos: Una variable aleatoria Q sigue una distribución generalizada de valores extremos si su función de densidad probabilística es:

$$p(Q, c) = e^{-(Q+e^{-Q})};$$

Ecuación 43

para $c = 0$

$$p(Q, c) = (e^{-(1-cQ)^{\frac{1}{c}}})(1 - cQ)^{\frac{1}{c}-1};$$

para $x \leq 1/c$, $c > 0$

Se observa que cuando $c = 0$ la función de distribución generalizada de valores extremos es igual a la distribución de Gumbel con sesgo a la derecha.

- Distribución Weibull: Una variable aleatoria Q sigue una distribución Weibull si su función de densidad probabilística es:

$$p(Q) = \frac{\beta}{\delta} \left(\frac{Q - \gamma}{\delta} \right)^{\beta-1} \exp \left[- \left(\frac{Q - \gamma}{\delta} \right)^{\beta} \right]; \forall Q > \gamma$$

$$p(Q) = 0; \forall Q \leq 0.$$

Ecuación 44. Distribución de Weibull

Los parámetros de esta distribución son el parámetro de localización γ , el parámetro de escala δ y el parámetro de forma β . El valor esperado y la varianza de una variable aleatoria Weibull son:

$$E(X) = \gamma + \delta \Gamma(1 + 1/\beta) \quad V(X) = \delta^2 \left\{ \Gamma(1 + 2/\beta) - [\Gamma(1 + 1/\beta)]^2 \right\}$$

Para seleccionar el mejor ajuste teórico se calculó el error promedio de ajuste, el error máximo de ajuste y la prueba de Kolmogorov.

La prueba de Kolmogorov verifica la bondad de ajuste entre la función de distribución teórica $-F(Q)-$ y la empírica $-F^*(Q)-$ a través del estadístico λ . Para llegar a este estadístico se determina la diferencia máxima “D” entre las ordenadas de la función teórica y empírica cómo:

$$D = \max |F^*(Q) - F(Q)|$$

Ecuación 45

A su vez el estadístico λ se determina cómo:

$$\lambda = D\sqrt{n};$$

Ecuación 46

Donde n representa la longitud de la serie de caudales anuales.

A continuación, de la distribución de Kolmogorov se establece el valor crítico λ_q . Si $\lambda \leq \lambda_q$ la hipótesis nula no se rechaza y la distribución teórica propuesta concuerda con la distribución empírica. La distribución del criterio de Kolmogorov se puede aproximar cómo:

$$F(\lambda) = 1 - \sum_{i=1}^{\infty} (-1)^{i-1} e^{-2i^2 \lambda^2}$$

Ecuación 47

En forma de resumen los valores críticos λ_q se pueden obtener de la siguiente Tabla:

Tabla 82. Valores críticos λ_q para el criterio de Kolmogorov

Nivel de Significación α	0.40	0.30	0.20	0.10	0.05	0.025	0.01	0.005	0.001	0.0005
Valor Crítico λ_q	0.89	0.97	1.07	1.22	1.36	1.48	1.63	1.73	1.95	2.03

Fuente: Elaboración propia - 2013

Del análisis de 143 ajustes (12 por cada embalse regional), se obtuvo que, la distribución teórica de mejor ajuste es la distribución Gamma. De aquí en adelante esta distribución es utilizada para definir caracterizar las densidades de distribución probabilística de cada embalse regional. La segunda mejor distribución resultó ser la distribución Gumbel de asimetría derecha.

Los resultados del ajuste se presentan en las siguientes figuras **Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Cabe anotar que para todos los casos la prueba de Kolmogorov no rechazó la hipótesis nula sobre la concordancia del modelo teórico Gamma con la distribución empírica de los caudales y precipitaciones mensuales de los embalses regionales.

De acuerdo con la Figura 113 el modelo teórico de mejor ajuste para la serie de caudales mensuales es la función de distribución teórica Gamma. De acuerdo con esta figura el 100% de los nodos se ajustaron con error promedio menor al 20%.

Figura 113: Error medio de ajuste de Funciones de distribución teórica a las precipitaciones mensuales

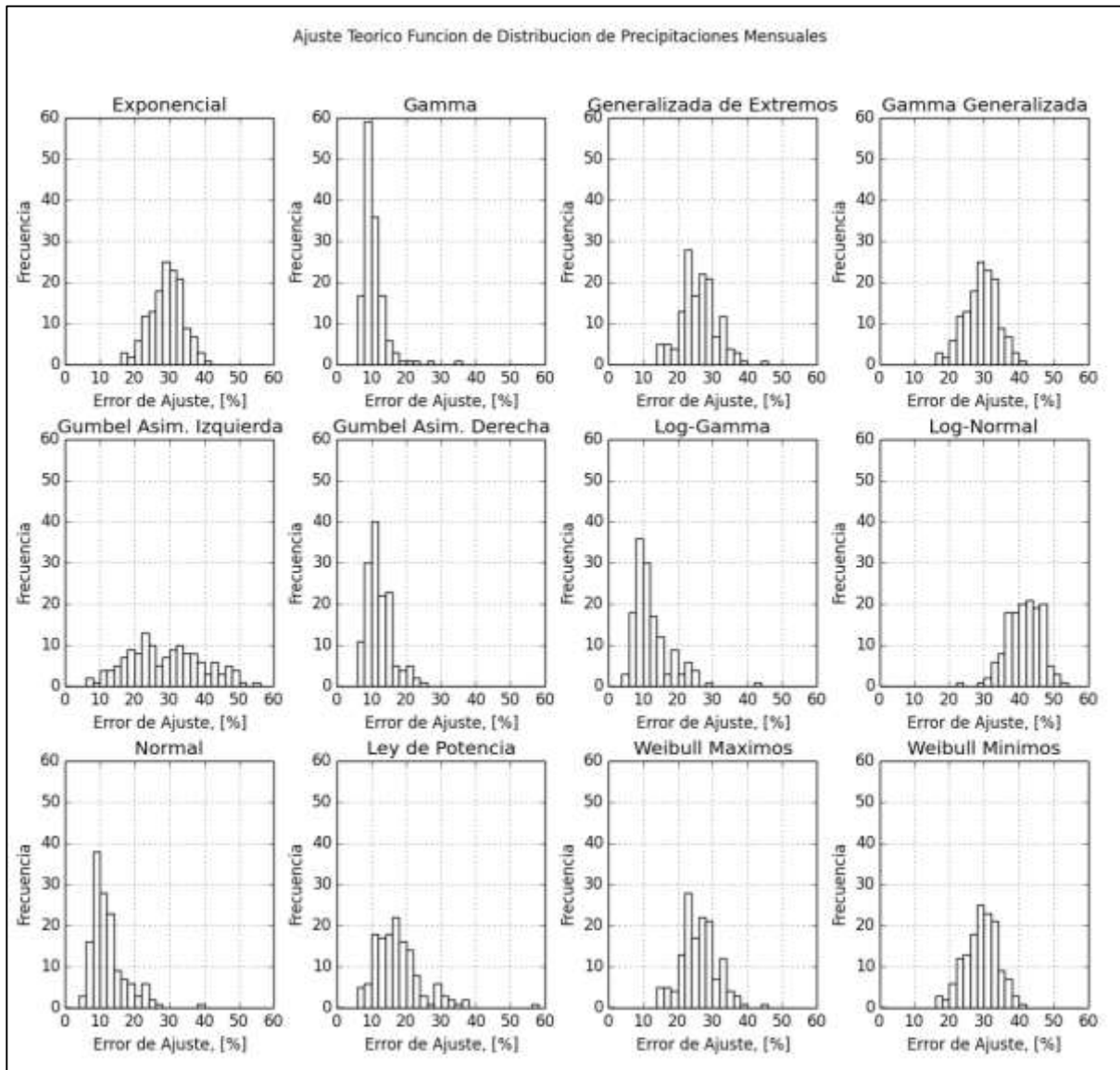


Figura 114: Error medio de ajuste de Funciones de distribución teórica a las afluencias mensuales a los embalses regionales

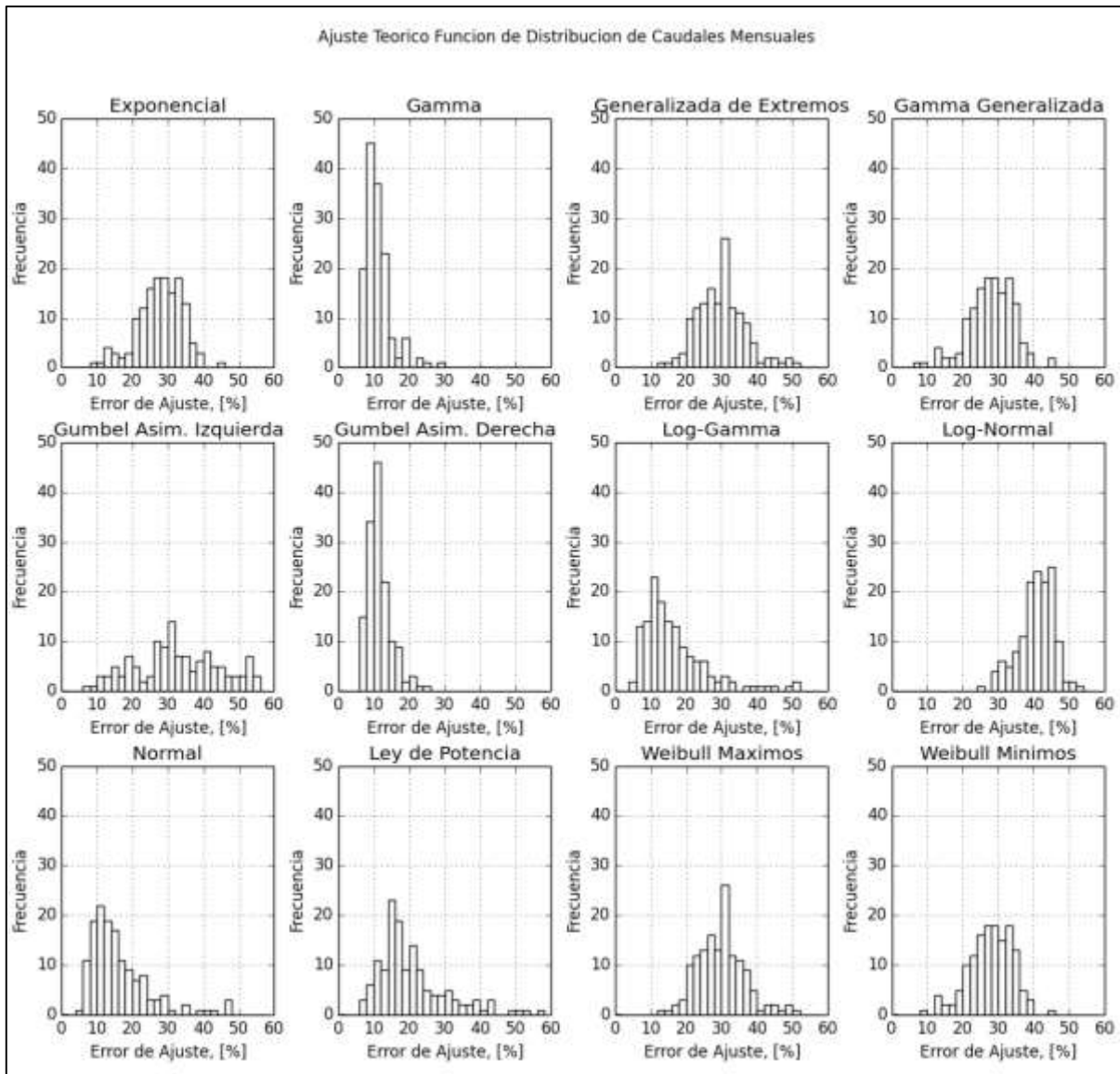


Figura 115: Ejemplo de ajuste de funciones de distribución a caudales mensuales. K=1 – Prueba de Kolmogorov
Aceptada; Em – Error Medio; Emax – Error máximo

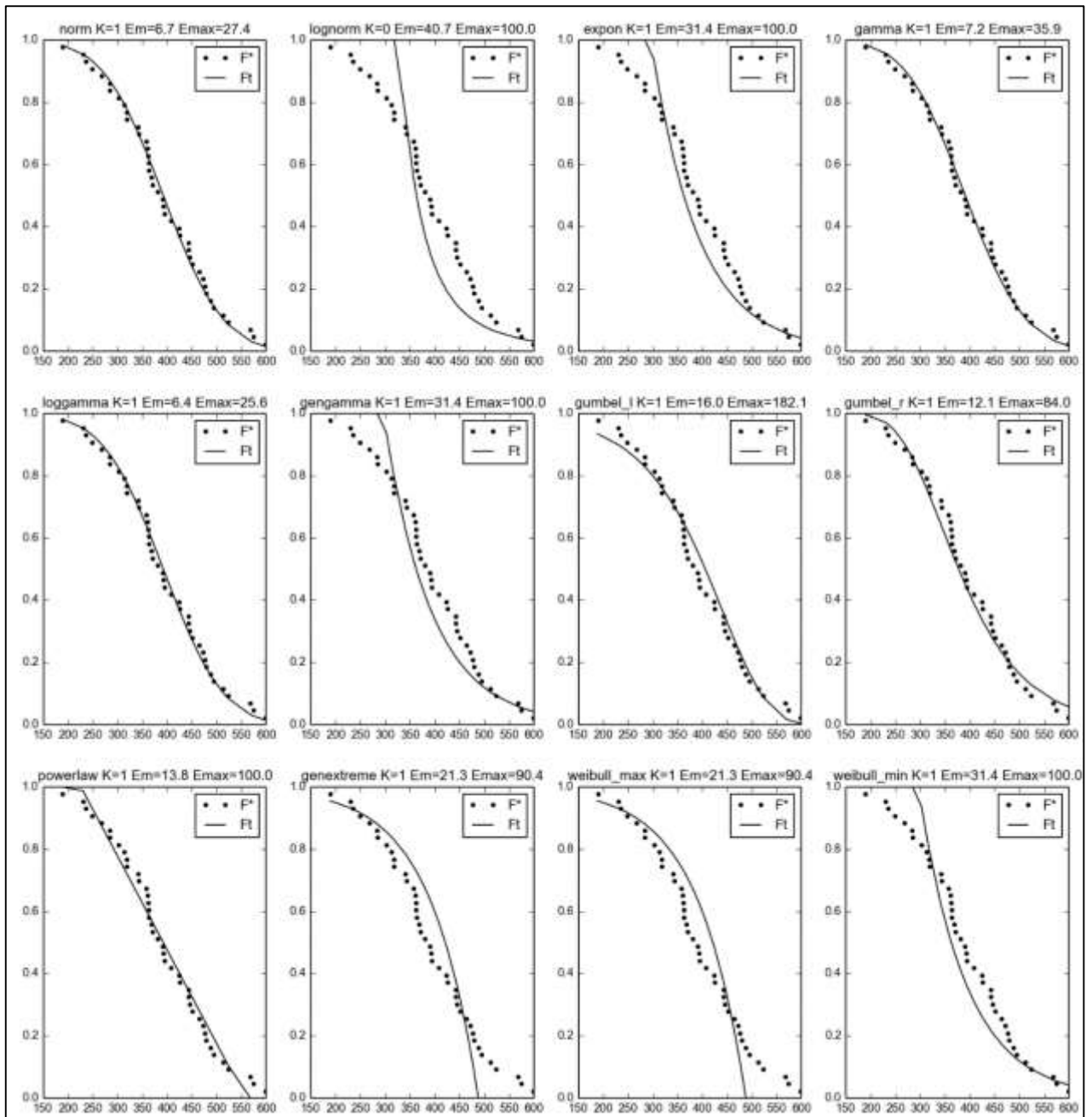
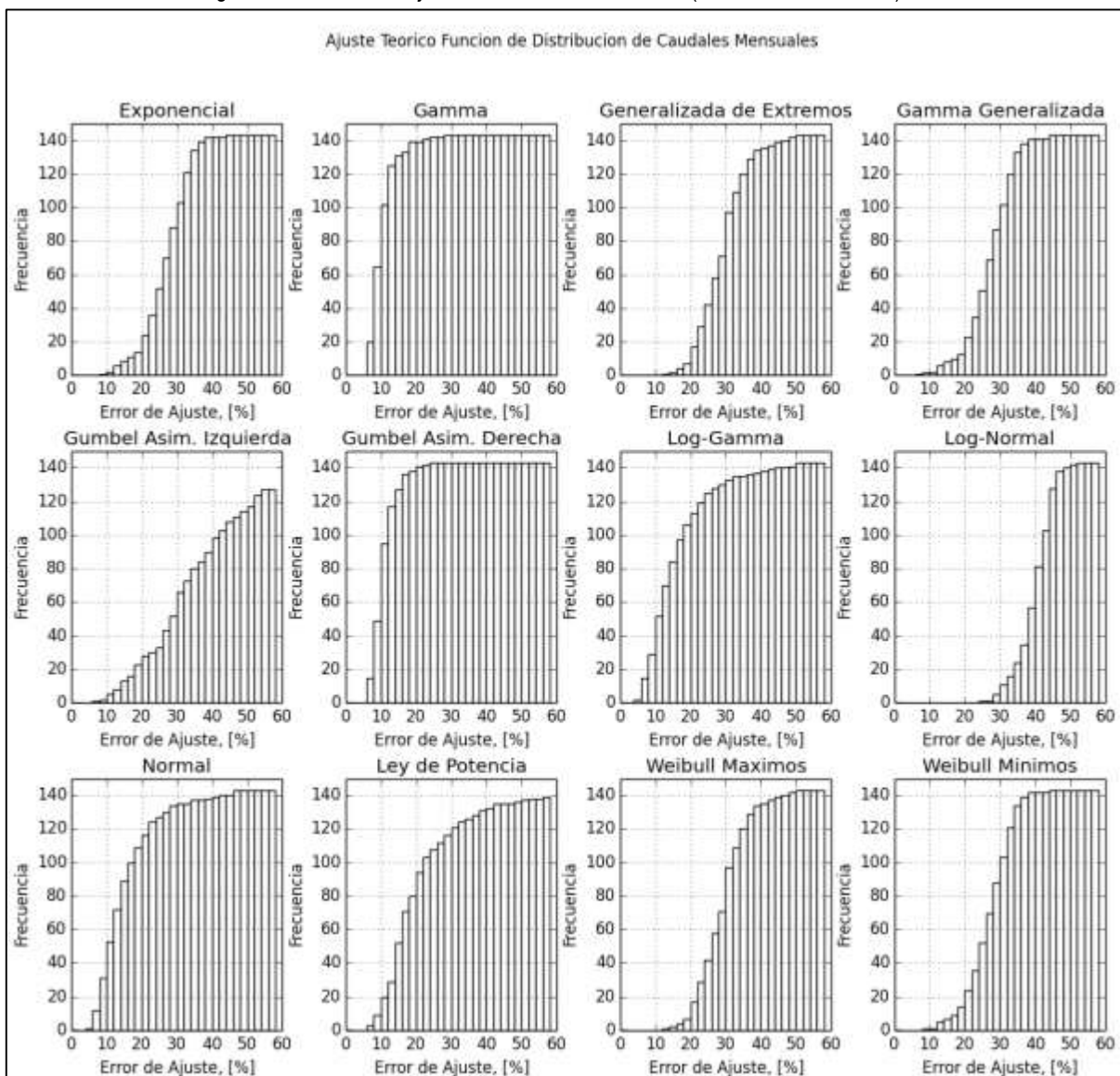


Figura 116: Errores de Ajuste Distribución Acumulada (Afluencias Mensuales)



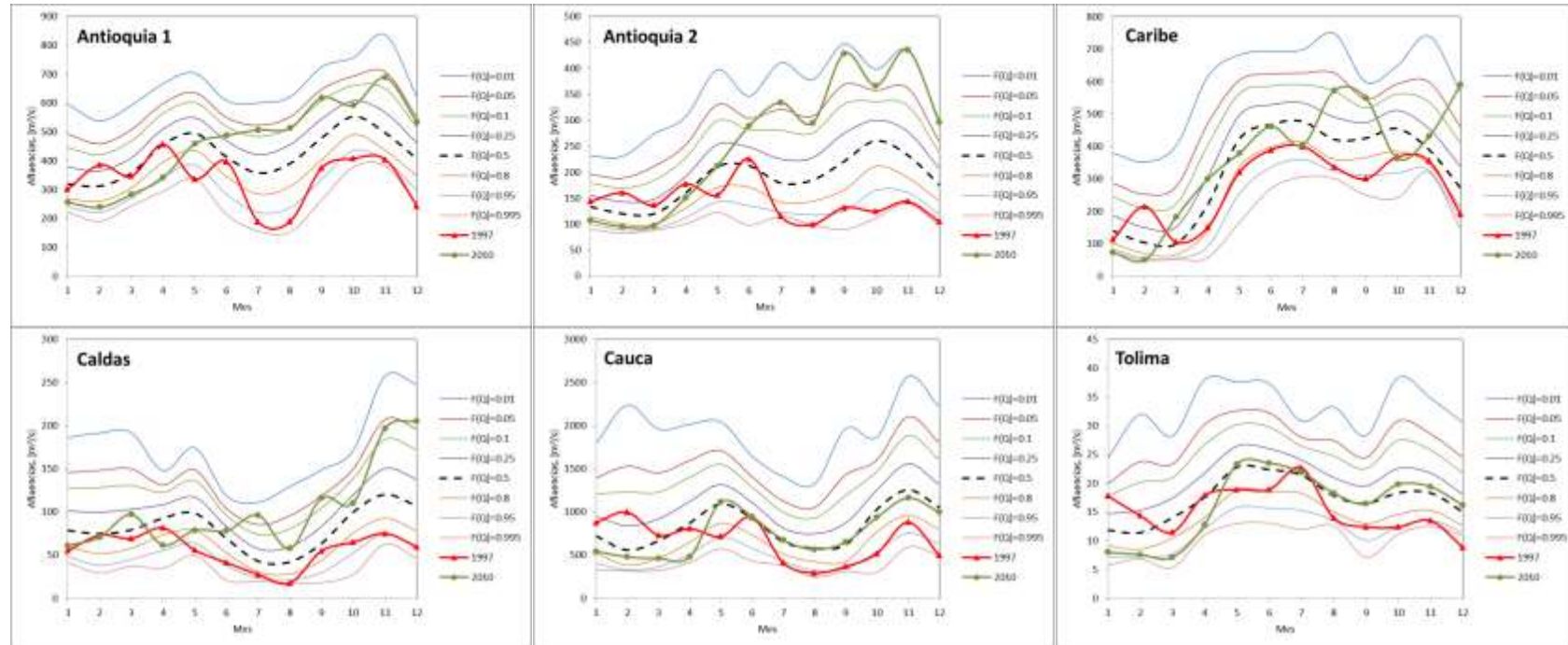
La caracterización estocástica de afluencias mensuales a los embalses regionales permitió establecer la función de distribución Gamma como el modelo probabilístico que mejor describe las afluencias mensuales. Una vez establecido este modelo teórico de probabilidades se puede construir el diagrama de isopercentiles de las afluencias de cada embalse regional. Este diagrama presenta curvas que unen los valores de afluencia con igual probabilidad de excedencia. En este caso se presentan los isovalores de 0.01, 0.05, 0.10, 0.25, 0.50, 0.80, 0.95, 0.995 de probabilidad de excedencia. Tomando como referencia este marco de isovalores es posible determinar si una secuencia de caudales en un año determinado produjo afluencias extremas o no. De este modo, las secuencias con valores de afluencia cercanos a la probabilidad de excedencia 0.50 son secuencias consideradas normales y estas se interpretan como secuencias extremas en la medida en que sus valores se alejen del isopercentil mediano. A manera de ejemplo, para este informe se tomaron las

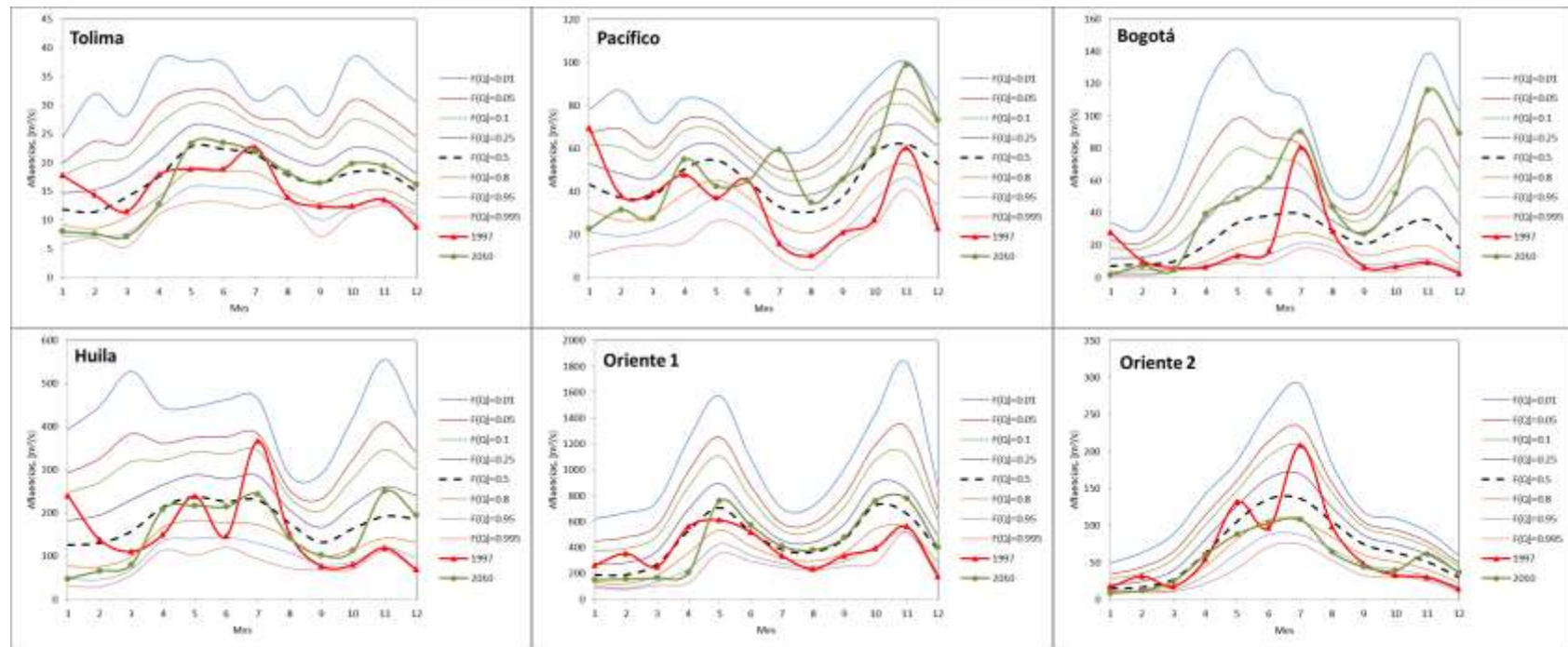
secuencias de afluencias de 1997 y 2010. Esto reconociendo en 1997 un año Niño y en 2010 un año extremo por excesos (líneas rojas y verdes en los diagramas de isopercentiles).

Si se contrastaran las trazas de afluencias mensuales en el diagrama de isopercentiles sería fácil comprender que la variabilidad hidrológica de los embalses agregados regionales es bastante amplia y que la amplitud de estas trazas suele ser muy alta. En este contexto, si se esperan cambios en el clima, los cuales alteren las precipitaciones y en consecuencia a las afluencias estos cambios deben ser intensos para lograr mover todo el conjunto de isopercentiles que caracteriza a la variabilidad climática actual. Es así que para que se dé una alteración fuerte de la variabilidad climática actual se espera que se alteren por lo menos dos elementos: 1) que el valor esperado de las afluencias mensuales presente una tendencia muy fuerte y 2) que la varianza de las afluencias mensuales se incremente o disminuya significativamente. También podría suceder que la asimetría que caracteriza a las afluencias mensuales cambiara de negativa a positiva o viceversa, sin embargo un cambio tan fuerte como este se estima poco probable.

En el marco de la variabilidad temporal de las afluencias, el análisis de la secuencia de afluencias mensuales en contraste con el diagrama de isopercentiles es suficiente para entender si se está desarrollando una secuencia extrema o no. En el caso de la variabilidad espacial es necesario analizar y contrastar al mismo tiempo varios de estos diagramas. Para tal efecto en la siguiente figura se presenta un mosaico de diagramas de isopercentiles en los que se analizan las secuencias de caudales de los años 1997 y 2010. En el caso de las secuencias de afluencias de 1997, se nota que estas fueron secuencias deficitarias en todos los embalses regionales. Esto quiere decir que durante 1997 la secuencia de afluencias se mantuvo por debajo de la secuencia del isopercentil 0.50y que para varios de los embalses regionales presentó rachas de caudales de probabilidad de excedencia muy cercana a 0.995. Por ejemplo: Antioquía 2, Cauca, Bogotá. En el caso de 2010, reconocido como un año de extremos por exceso, se encuentra que sólo para los embalses regionales de Caribe, Antioquía 1, Antioquía 2, Caldas, Pacífico y Bogotá las rachas de afluencias mensuales se mantuvieron por encima de la secuencia del isopercentil mediano (probabilidad de excedencia 0.50). En el resto de embalses regionales las afluencias se mantuvieron cerca de la secuencia de valores de percentil mediano.

Figura 117 Mosaico de isopercentiles de afluencias a embalses regionales





En términos de variabilidad hidrológica es necesario señalar que se identifican dos patrones de varianza en los embalses regionales. En un primer grupo se pueden asociar los embalses regionales en los que existe un cambio sustancial de la varianza entre los meses de estiaje y los meses lluviosos. Este es el caso de los embalses regionales Bogotá, Oriente 1 y Oriente 2. En estos tres embalses la varianza, durante los meses de estiaje, en términos de amplitud absoluta es considerablemente menor que la varianza en los meses de altas humedades.

En el segundo grupo, La varianza, en términos de amplitud de oscilación es básicamente constante, aunque en algunos casos existe un mes en los que esta amplitud es comparativamente menor al resto de meses del año. Este es el caso de los embalses regionales Huila y Antioquía 2.

Cómo se observa en el presente análisis, la comprensión de la variabilidad hidrológica actual es fuente de inspiración para la formulación de medidas de adaptación a cambios severos en la oferta hídrica de un embalse regional. La comprensión de esta variabilidad deja ver claramente cuáles son los posibles patrones de cambio de la varianza de las afluencias mensuales al pasar de una época de estiaje a una de “invierno” y permite clasificar los embalses regionales cómo más o menos expuestos a cambios fuertes de la varianza. Como ejemplo se puede mencionar el caso de los dos grupos antes mencionados, en el primero de ellos la varianza se reduce en la época de estiaje, lo que indica caudales menos variables pero de menor magnitud (Bogotá, Oriente 1 y Oriente 2), mientras que en los embalses del segundo grupo (embalses restantes) se presenta una varianza prácticamente constante, es decir presentando una oferta de mayor variabilidad por también de mayor valor esperado. De esta manera, las situaciones de gestión y adaptación de cada caso deben propender por soluciones adecuadas a cada caso. En el caso del primer grupo de embalses es claro que el manejo de los excesos durante el invierno debe salvaguardar la provisión de afluencias necesarias para cubrir las demandas de agua durante los estiajes, mientras que en el segundo grupo, la gestión del recurso debe hacer gestión con una alta variabilidad durante todo el año, lo que significa un portafolio de operación más expuesto al riesgo. En este último caso, mayores capacidades de almacenamiento y en lo posible embalses de regulación multianual sería lo más recomendable. Para el primer grupo de embalses, las estrategias de control de demanda y de conservación de cuencas sería lo aconsejable. Aunque cabe decir que la conservación de cuencas y control de demanda son una medida de adaptación en general aplicable a todos los casos.

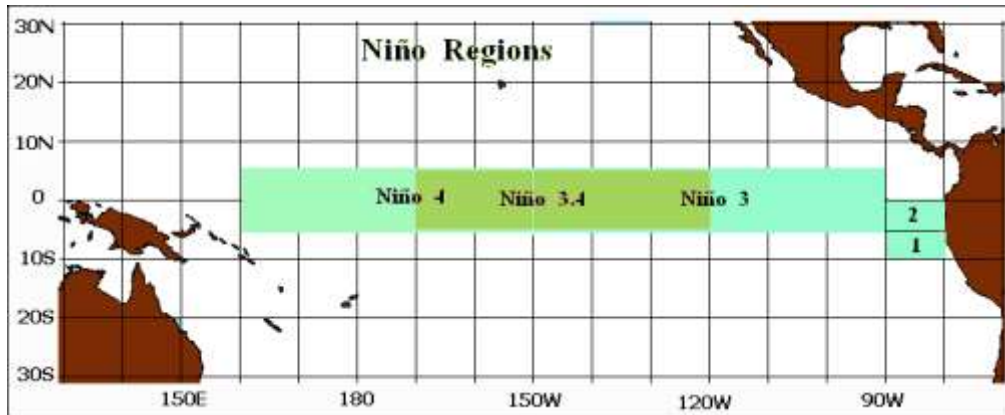
Finalmente, cabe mencionar que las sugerencias presentadas aquí están limitadas por el nivel de agregación espacial de los embalses regionales. Por ello de lo mencionado cabe rescatar el patrón espacial y temporal general, pero también se recomienda profundizar en este análisis a resolución de cada embalse y no por embalses regionales

13.2.2.3. ANÁLISIS DE CONEXIONES MACROCLIMÁTICAS

Con el fin de establecer la afectación de fenómenos regionales como el Niño sobre la oferta hídrica local en el área aferente a los embalses regionales, se determinó el grado de asociación entre distintos índices que monitorean oscilaciones en el clima a nivel global y regional (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) con las series de afluencias al embalse, precipitación y temperatura representativas escogidas para el proyecto.

Los indicadores seleccionados para este análisis corresponden a los que pueden tener influencia sobre la zona del proyecto, principalmente están relacionados con el océano Pacífico y el océano Atlántico. El primer grupo de índices consiste en las distintas regiones de muestreo de la Temperatura de la Superficie del Mar (Sea Surface Temperature SST por sus siglas en inglés) para monitoreo del ENSO en el Pacífico tropical, las cuales han sido divididas en un número de zonas llamadas Niño 1, 2, 3, 4, y 3.4 (el cual es un traslape de las regiones 3 y 4). El Niño 1 está definido en el área comprendida entre las coordenadas 80W-90W y 5S-10S, Niño 2 entre 80W-90W y 0S-5S, Niño 3 entre 90W-150W y 5N-5S, Niño 4 entre 150W-160E y 5N-5S, y Niño 3.4 entre 120W-170W y 5N-5S (Figura 118).

Figura 118 . Zonas Niño Océano Pacífico Fuente: http://ggweather.com/enso/nino_regions.gif



El Centro de Predicciones Climáticas (CPC - The Climate Prediction Center) de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos (NOAA - National Oceanic and Atmospheric Administration) ha generado información semanal de estos índices a partir de 1990 y mensual desde 1950, mientras la División de Ciencias Físicas (PSD - Physical Sciences Division) del NOAA, tiene información mensual de las regiones conjuntas Niño 1 y 2 desde 1948 (Niño 1+2). El segundo grupo de índices son construcciones calculadas a través de distintos productos climáticos como la presión del aire, la temperatura superficial del mar y sus anomalías, la temperatura del aire en superficie y la nubosidad, entre otros, los cuales permiten también el monitoreo del Fenómeno del Niño y sus posteriores consecuencias.

Tabla 83. Descripción de los Índices Climáticos analizados. Modificado de NOAA (2013).

Indicador Océano Atmosférico	Descripción	Longitud Serie
TSA (Tropical Southern Atlantic Index)	Es un indicador que representa las anomalías en la media mensual de la temperatura superficial del océano desde los 5.5°N hasta 23.5°N y 15°W hasta 57.5° W.	ene1948-ago2013
TNA (Tropical Northern Atlantic Index)	Es un indicador que representa las anomalías en la media mensual de la temperatura superficial del océano desde el Ecuador hasta 20°S y desde 10°E hasta 30°W.	ene1948-ago2013

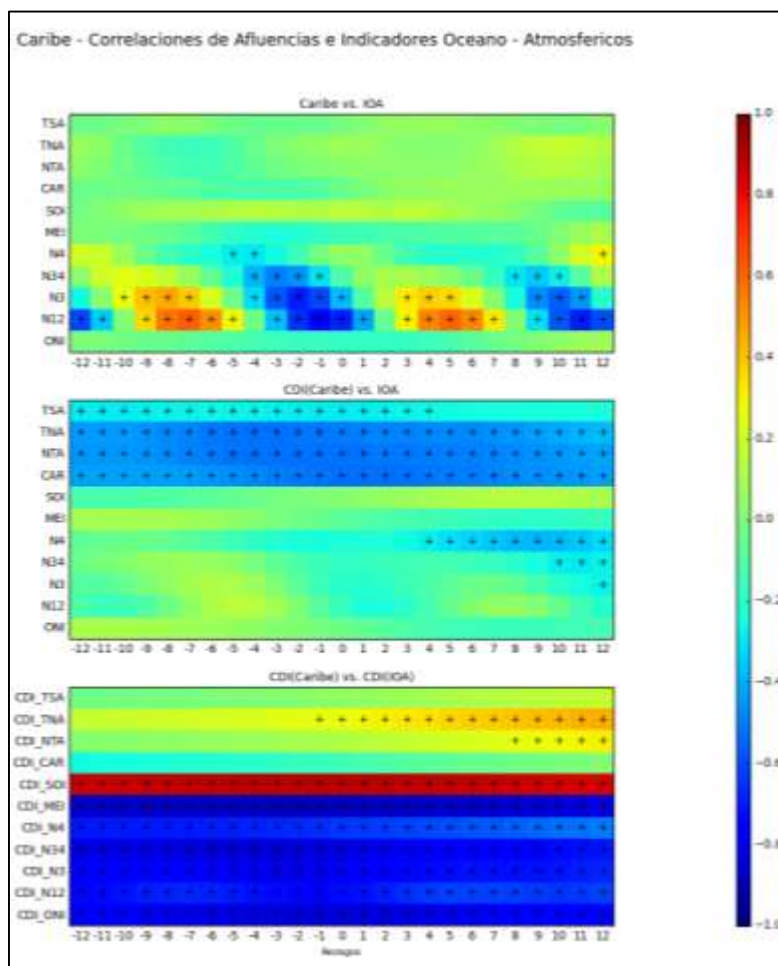
Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático

Indicador Océano Atmosférico	Descripción	Longitud Serie
NTA (North Tropical Atlantic SST Index)	Las series de tiempo de las anomalías de la temperatura superficial del océano van desde los 60°W hasta 20°W, 6°N hasta 18°N y 20°W hasta 10°W, 6°N hasta 10°N.	feb1951-dic2010
CAR (Caribbean SST Index)	Las series de tiempo de las anomalías de la temperatura superficial del océano cubren la región caribe	feb1951-dic2010
SOI (Southern Oscillation Index)	Emplea las anomalías de la presión media a nivel del mar. Y combina las Oscilaciones del Sur en una serie.	ene1951-ago2013
MEI (Multivariate ENSO Index)	Las series de tiempo son cada 2 meses. Por lo que el valor de enero representa los valores de diciembre-enero.	ene1950-ago2013
N4 (Central Tropical Pacific)	Cubre la región 5°N hasta 5°S y desde 160°E hasta 150°W.	ene1950-ago2013
N3.4 (East Central Tropical Pacific)	Cubre la región 5°N hasta 5°S y desde 170° hasta 120°W.	ene1950-ago2013
N3 (Eastern Tropical Pacific)	Cubre la región 5°N hasta 5°S y desde 150°W hasta 90°W	ene1950-ago2013
N1+2 (Extreme Eastern Tropical Pacific)	Cubre la región 0° hasta 10S y desde 90°W hasta 80°W.	ene1950-ago2013
ONI (Oceanic Nino Index)	Es un indicador que representa las anomalías de la temperatura superficial del océano en la región Niño 3.4 (5N-5S, 120-170W).	ene1950-mar2013

A continuación se presenta el análisis correlativo que identifica las relaciones entre los principales índices marco climáticos versus las afluencias a los embalses regionales. Partiendo del supuesto de que los caudales están influenciados por las anomalías climáticas, en el estudio fueron considerados los rezagos negativos entre las dos variables mencionadas. La correlación revisada es lineal y se analizó entre los valores absolutos de afluencias y los distintos indicadores de la NOAA, pero también se analizaron las señales estandarizadas a través de la transformación denominada Curvas de Diferencias Integrales (MAVDT, IDEAM, & PUJ, 2009). El presente análisis se refiere sólo a las correlaciones entre magnitudes absolutas y se hace caso omiso a las estandarizadas. Esto debido a que aún no se comprende bien el significado de las correlaciones resultantes entre señales modularizadas.

Embalse Regional Caribe

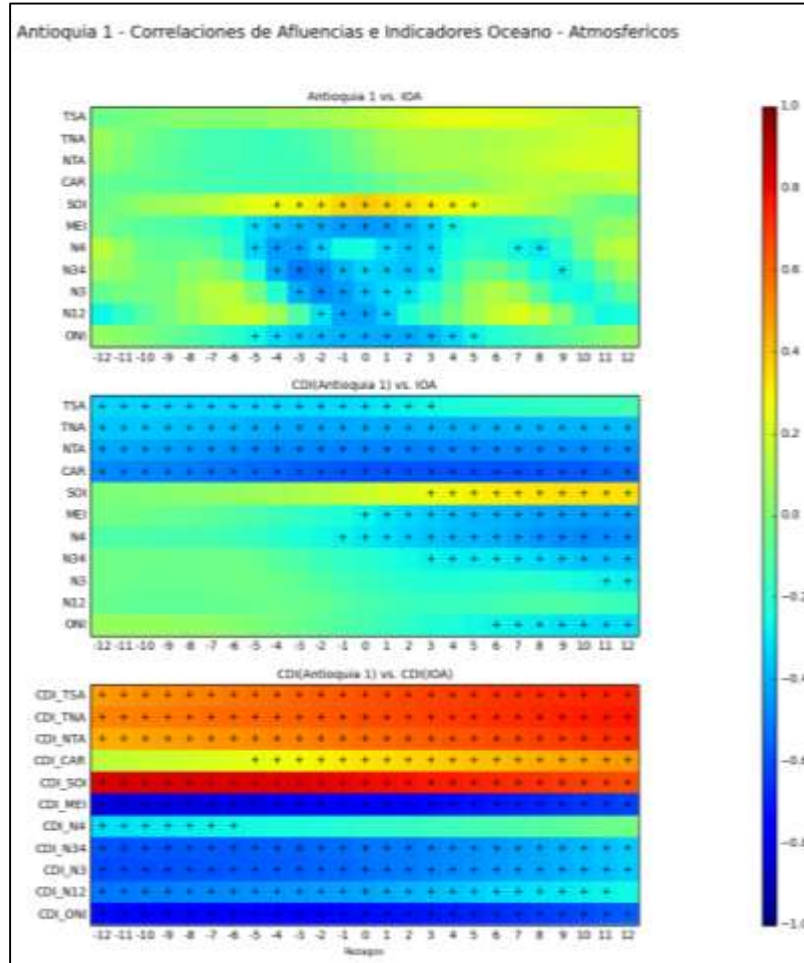
Figura 119. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Caribe).



Como se puede ver de la Figura anterior, la hidrología de la región Caribe se encuentra influenciada por las anomalías de las temperaturas en el Océano Pacífico. Las correlaciones significativas se presentan con los índices N3, N12 y N34. En especial, se destacan la relación entre las anomalías de las temperaturas del índice N12 con las afluencias de este embalse regional. Con los rezagos de 0 a 4 meses se presentan correlaciones negativas entre los caudales y las anomalías de las temperaturas. De esa manera, el aumento de las temperaturas en los océanos, provocados posiblemente por el fenómeno de El Niño, produce una disminución de la oferta hídrica en la región de Caribe. En los meses siguientes se observa correlación directa entre las variables consideradas, pero la magnitud del coeficiente de correlación es menor que en el caso antecedente.

Embalse Regional Antioquia 1.

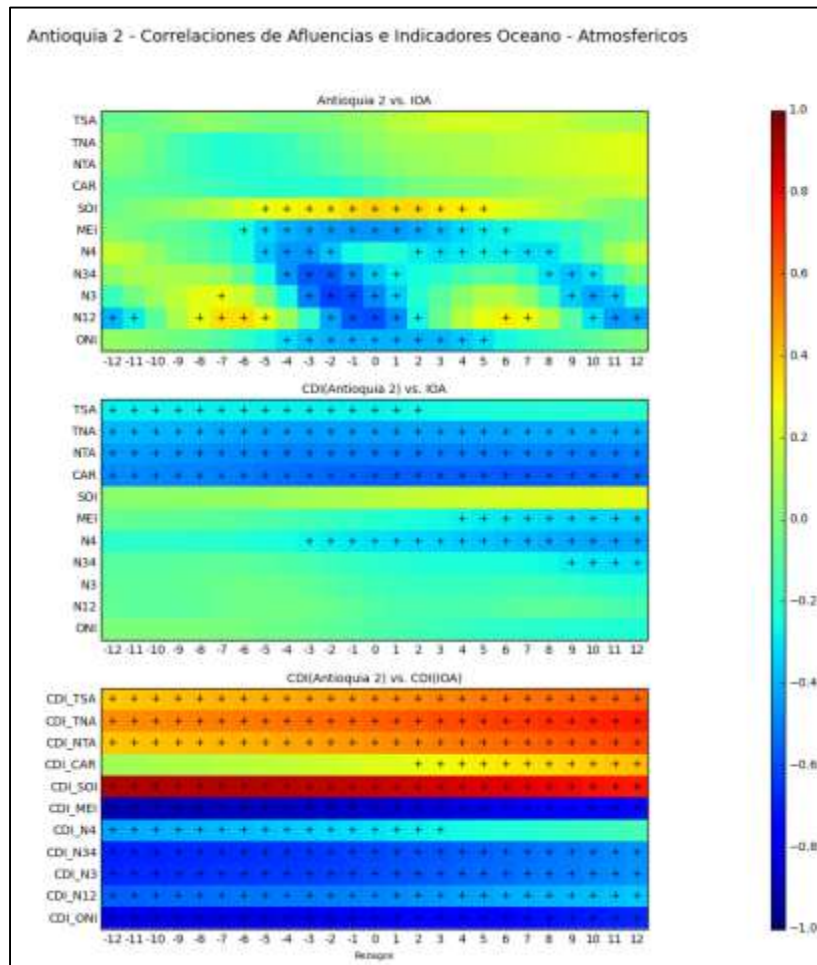
Figura 120. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Antioquia 1).



Como se puede ver de la Figura anterior, las afluencias a este embalse regional se correlacionan con los índices climáticos SOI, MEI, N4, N34, N3, N12 y ONI. Estos índices describen tanto anomalías de las temperaturas superficiales como de las presiones en el océano Pacífico. Igual que en la región anterior, los rezagos significativos se identifican de 0 a 4 meses. La relación entre las afluencias y las anomalías de las temperaturas es negativa, demostrando que un aumento de las temperaturas produce una disminución de la oferta hídrica en el embalse regional y viceversa. La relación entre los caudales del embalse regional versus las anomalías de las presiones es directa, estando en coherencia con las anomalías de las temperaturas.

Embalse Regional Antioquia 2.

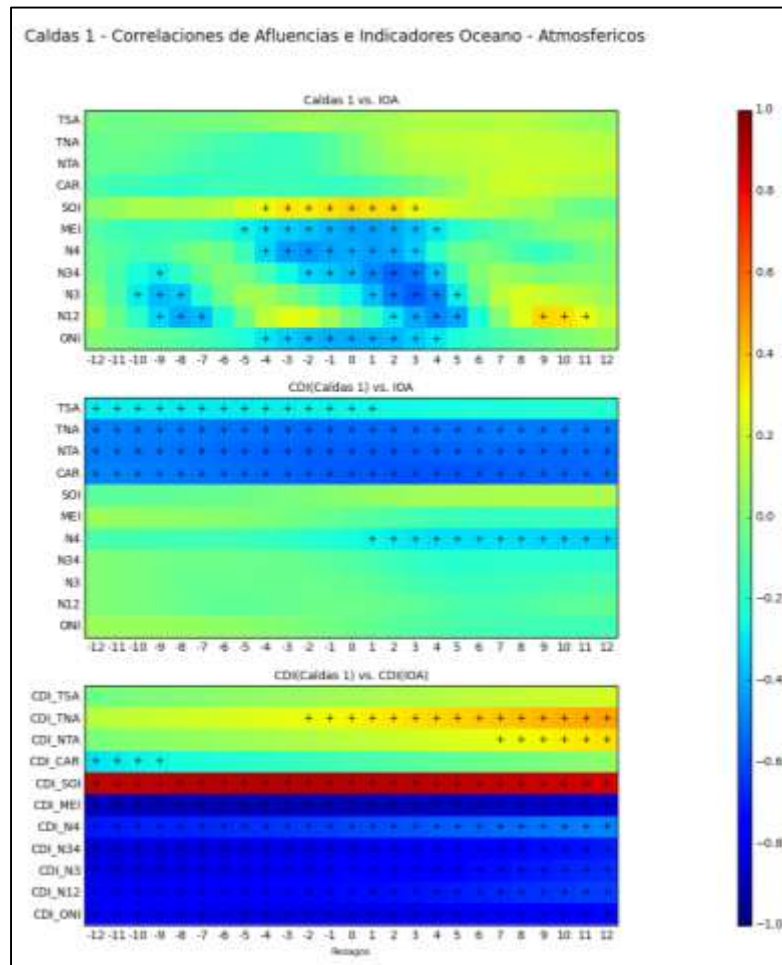
Figura 121. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Antioquia 2).



Como se puede ver de la Figura anterior, la dependencia de la oferta hídrica del embalse regional Antioquia 2 versus los fenómenos macro climáticos es similar a la relación entre la oferta hídrica versus los índices del embalse regional Antioquia 1, tanto por los índices como por el signo de la correlación. Las correlaciones significativas se manifiestan con los rezagos de 0 a 5 meses, identificando la relación negativa entre las anomalías de las temperaturas en el océano Pacífico y las afluencias al embalse regional. Lo mencionado anteriormente concluye que la disminución de las temperaturas (posible fenómeno de La Niña) produce el aumento de la oferta hídrica al embalse regional y viceversa. La correlación entre las afluencias de los caudales y las anomalías de la presión es positiva y significativa en los primeros 4 meses de rezago.

Embalse Regional Caldas 1.

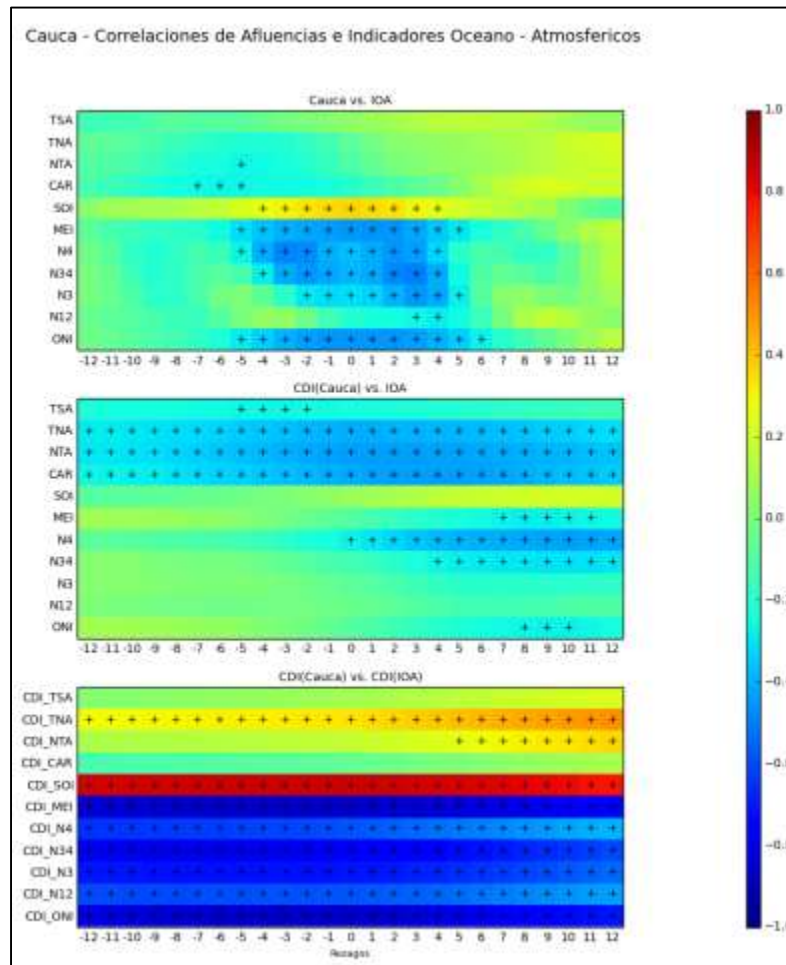
Figura 122. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Caldas 1).



Como se puede ver de la Figura anterior, las correlaciones más pronunciadas se dan con los índices ONI, N34, N4, MEI y SOI. Las afluencias al embalse regional con los primeros cuatro índices que caracterizan las anomalías de las temperaturas son negativas y se manifiestan en los primeros 4 meses de rezago, mientras que la correlación entre la oferta hídrica y el índice SOI es positiva. Asociando las anomalías negativas de la temperatura con el fenómeno de La Niña, este produce un aumento de la oferta hídrica al embalse regional Caldas 1, mientras que el fenómeno cálido del Pacífico genera una disminución de las afluencias a este embalse regional.

Embalse Regional Cauca.

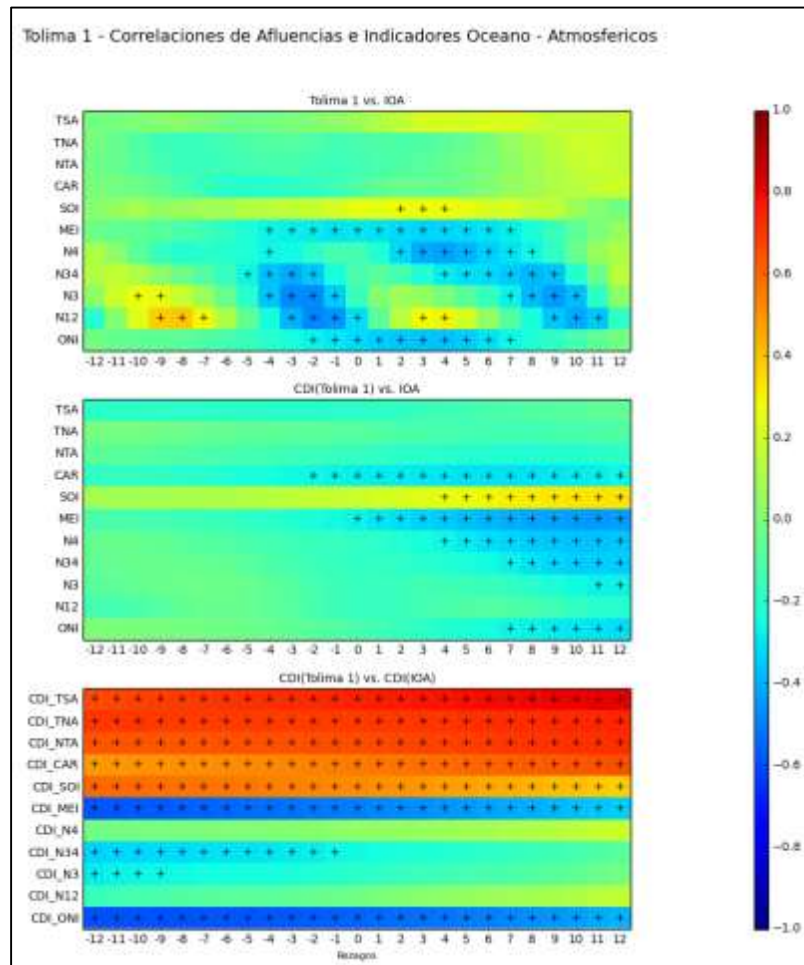
Figura 123. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Cauca).



Como se puede ver de la Figura anterior, las afluencias al embalse regional Cauca está en la relación inversa con los índices climáticos MEI, N4, N34, N3 y ONI con el rezago de 0 a 5 meses, aproximadamente. De esa forma, un aumento de las temperaturas en el océano Pacífico (provocado posiblemente por el fenómeno de EL Niño) disminuye la oferta hídrica al embalse regional Cauca y al contrario. Estos resultados están en concordancia con los del índice SOI y su influencia sobre la oferta hídrica donde la disminución de la presión genera la disminución de las afluencias.

Embalse Regional Tolima.

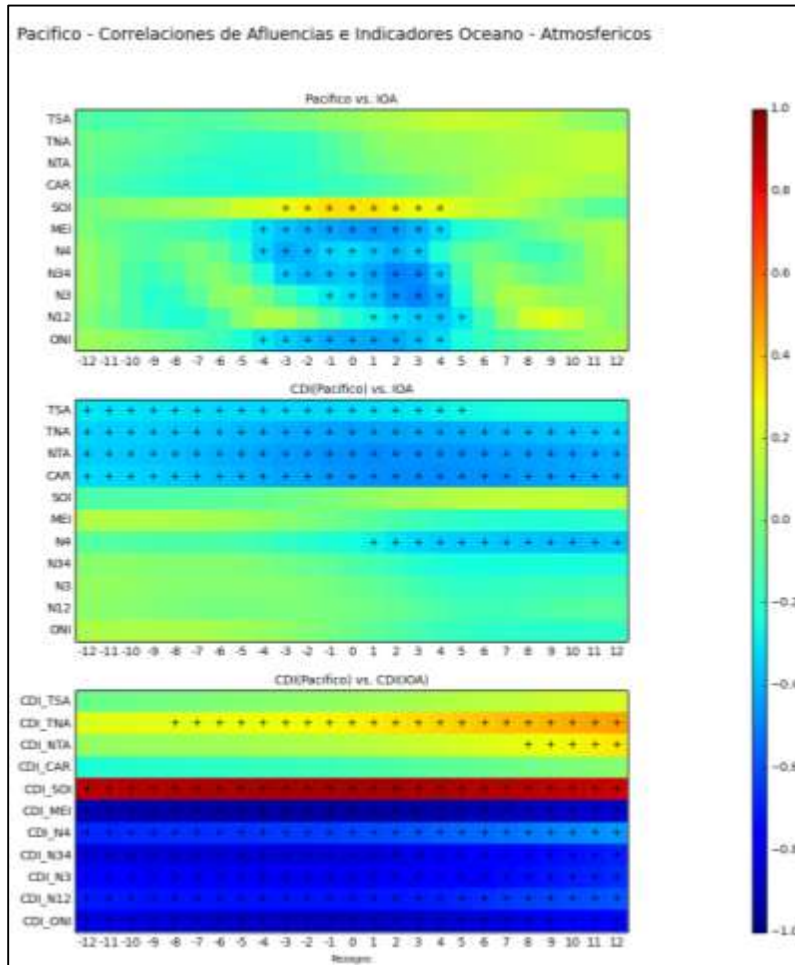
Figura 124. Correlaciones de los índices marco climático versus las afluencias (embalse regional – Tolima).



Como se puede ver de la Figura anterior, las afluencias al embalse regional Tolima correlacionan con los índices climáticos N12, N3, N34 y MEI que describen las anomalías de las temperaturas en el océano Pacífico. Las correlaciones más significativas están con los índices N12 y N3 en los rezagos temporales de 2 a 3 meses. El signo de esta correlación es negativo lo que identifica que las anomalías negativas de la temperatura producen el aumento de la oferta hídrica al embalse regional Tolima. A diferencia de otros embalses regionales, la relación entre las afluencias y los índices climáticos es menos pronunciada. Posiblemente este hecho se explica por la posición geográfica de la zona respecto al océano Pacífico donde se miden las anomalías climáticas (lejanía geográfica y posición continental de la zona).

Embalse Regional Pacífico.

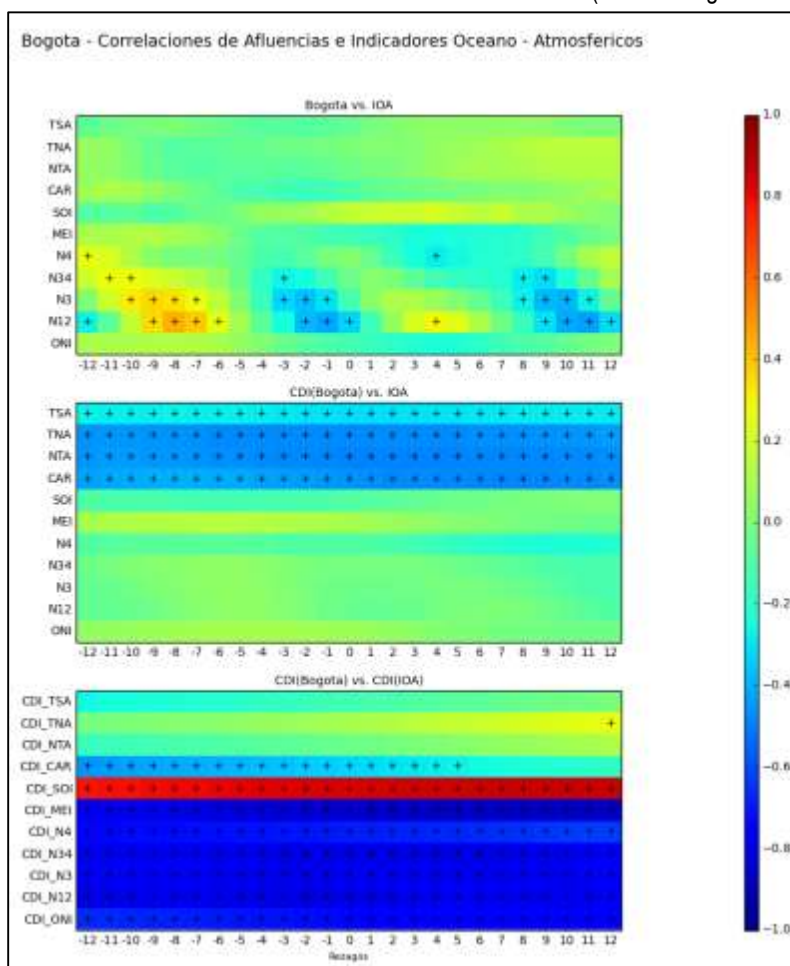
Figura 125. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Pacífico).



Como se puede ver de la Figura anterior, las afluencias al embalse regional Pacífico se correlacionan con las anomalías climáticas identificadas por los índices ONI, N34, N4, ME y SOI. Esta correlación se manifiesta principalmente con los rezagos de 0 a 4 meses. La correlación entre los primeros índices mencionados es inversa, identificando que una disminución de las temperaturas en el océano Pacífico se refleja en un aumento de la oferta hídrica en el embalse regional. Estos resultados están en concordancia con el análisis de la relación de las afluencias con la anomalía de la presión, donde la relación es directa y se manifiesta en los mismos meses de rezago.

Embalse Regional Bogotá.

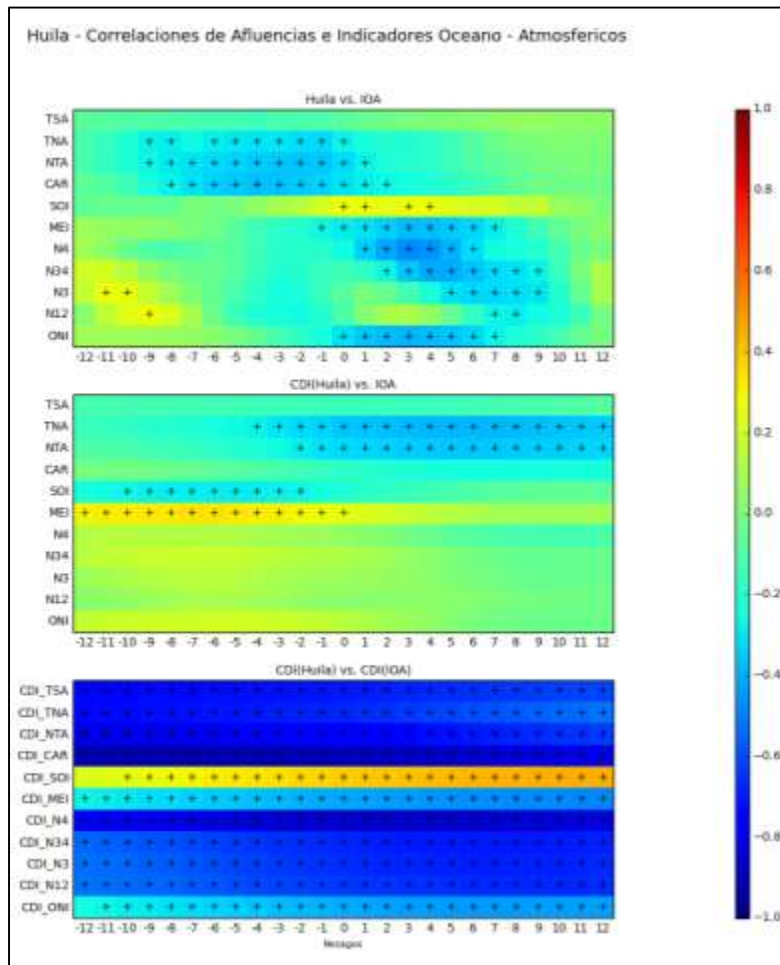
Figura 126. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Bogotá).



Como se puede ver de la Figura anterior, las afluencias del embalse regional Bogotá están en relación con las anomalías de las temperaturas en el océano Pacífico identificadas por los índices N12 y N3. La correlación es negativa y se manifiesta con los rezagos temporales del 1 al 4 mes. La dependencia de la oferta hídrica del embalse regional Bogotá no se identifica con otros índices climáticos considerados en el estudio. Este hecho se explica posiblemente por la lejanía de la región de los puntos de observación de las anomalías y por la compleja orografía de la zona que modifica la señal de las anomalías climáticas.

Embalse Regional Huila.

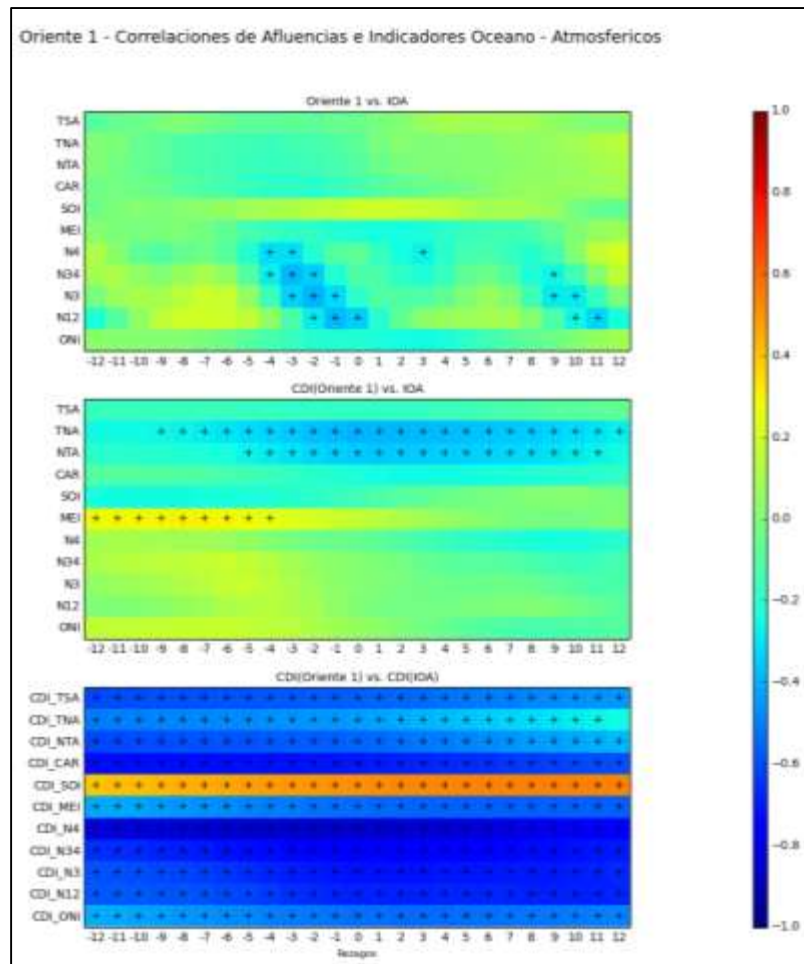
Figura 127. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Huila).



Como se puede ver de la Figura anterior, la oferta hídrica al embalse regional Huila está en relación inversa con los índices climáticos TSA, TNA, NTA, CAR con rezagos temporales de 0 a 9 meses. A diferencia de los casos mencionados anteriormente, la hidrología de la región se identifica con las anomalías de las temperaturas del océano Atlántico. Las anomalías positivas de la temperatura del océano Atlántico se refleja en la disminución de la oferta hídrica al embalse regional y Huila, y su incidencia sobre la hidrología de la zona tiene efectos más prolongados que puede durar alrededor de 9 meses.

Embalse Regional Oriente 1.

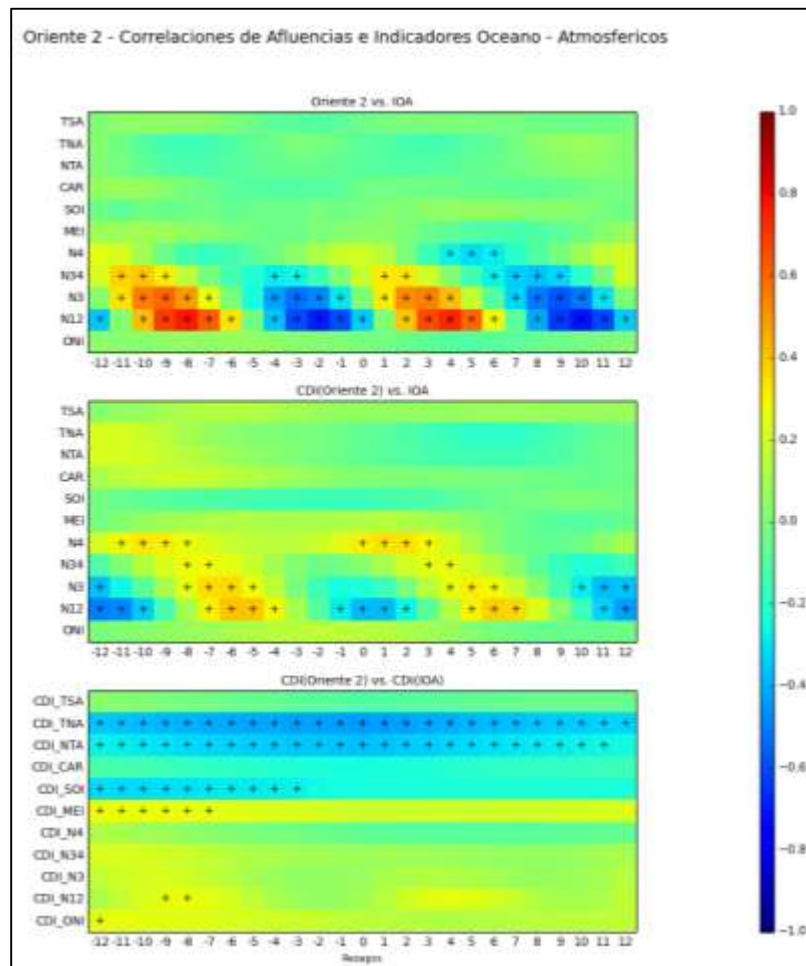
Figura 128. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Oriente 1).



Como se puede ver de la Figura anterior, las afluencias al embalse regional Oriente 1 tienen correlación inversa con los índices climáticos N12, N3 y N34. La incidencia de las anomalías de la temperatura del océano Pacífico sobre los caudales se evidencia con los rezagos de 1 a 4 meses. Un aumento en la anomalía de la temperatura (posible fenómeno de El Niño) produce una disminución de las afluencias al embalse regional Oriente 1 y al contrario.

A continuación se presenta la relación entre las anomalías climáticas y las afluencias del embalse regional Oriente 2.

Figura 129. Correlaciones de los índices marco climáticos versus las afluencias (embalse regional – Oriente 2).



Como se puede ver de la Figura anterior, las afluencias al embalse regional Oriente 2 correlacionan con las anomalías de las temperaturas del océano Pacífico identificadas por los índices N12, N3 y N34. Con los rezagos del 1 al 4 mes la relación es inversa donde un aumento de la temperatura produce una disminución de las afluencias de los caudales y viceversa.

Tanto las afluencias del Embalse Oriente 1 como de las del embalse Oriente 2 dependen tan solo de los tres índices de las anomalías climáticas. Este hecho se puede explicar por la lejanía geográfica de las regiones de los puntos de monitoreo de las anomalías climáticas como por la compleja orografía que modifica las señales de los fenómenos climáticos globales por las condiciones locales de superficie.

Como conclusión general se puede resumir que para la mayoría de los embalses regionales la hidrología está influenciada por las anomalías climáticas expresadas en los cambios de las temperaturas del océano Pacífico. La relación entre las afluencias a los embalses y las anomalías de las temperaturas es inversa, y las repercusiones del clima sobre los caudales pueden durar hasta 5 meses. Las afluencias del embalse regional de Huila identifican la correlación inversa con los índices climáticos del océano Atlántico, donde las manifestaciones de las anomalías tienen duración hasta 9 meses.

13.2.3. PARAMETRIZACIÓN Y VALIDACIÓN MODELO ESTOCÁSTICO LLUVIA - ESCORRENTÍA

Para generar los escenarios de respuesta hidrológica estocástica para los escenarios de cambio climático del IDEAM y para la realización del análisis de sensibilidad a cambios en el clima y los factores de uso del suelo y cobertura vegetal es necesario parametrizar el modelo estocástico lluvia escorrentía y su expresión a través de la ecuación de Fokker-Plank-Kolmogorov y de su implementación numérica.

13.2.3.1. PARAMETRIZACIÓN

13.2.3.1.1. DETERMINACIÓN DE PARAMETROS ÓPTIMOS PARA EL NÚCLEO DETERMINISTA DEL MODELO ESTOCÁSTICO

Para la determinación de los parámetros óptimos del núcleo determinista (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**43) de la ecuación de Fokker-Planck-Kolmogorov se resolvió un problema inverso utilizando optimización por el método de gradiente conjugado (Vogljev, 1990). Para implementar esta optimización se utilizaron las series de precipitación y escorrentía de cada embalse regional

$$Q_{i+1} = k \left(X_{i+1} - \frac{\tau}{\Delta t} \left(\frac{Q_i}{X_i} - Q_i \right) \right)$$

Ecuación 48

Los resultados de esta optimización se presentan en las siguientes figuras:

Figura 130. Validación núcleo determinista embalses Pacífico, Oriente 1 y Oriente 2

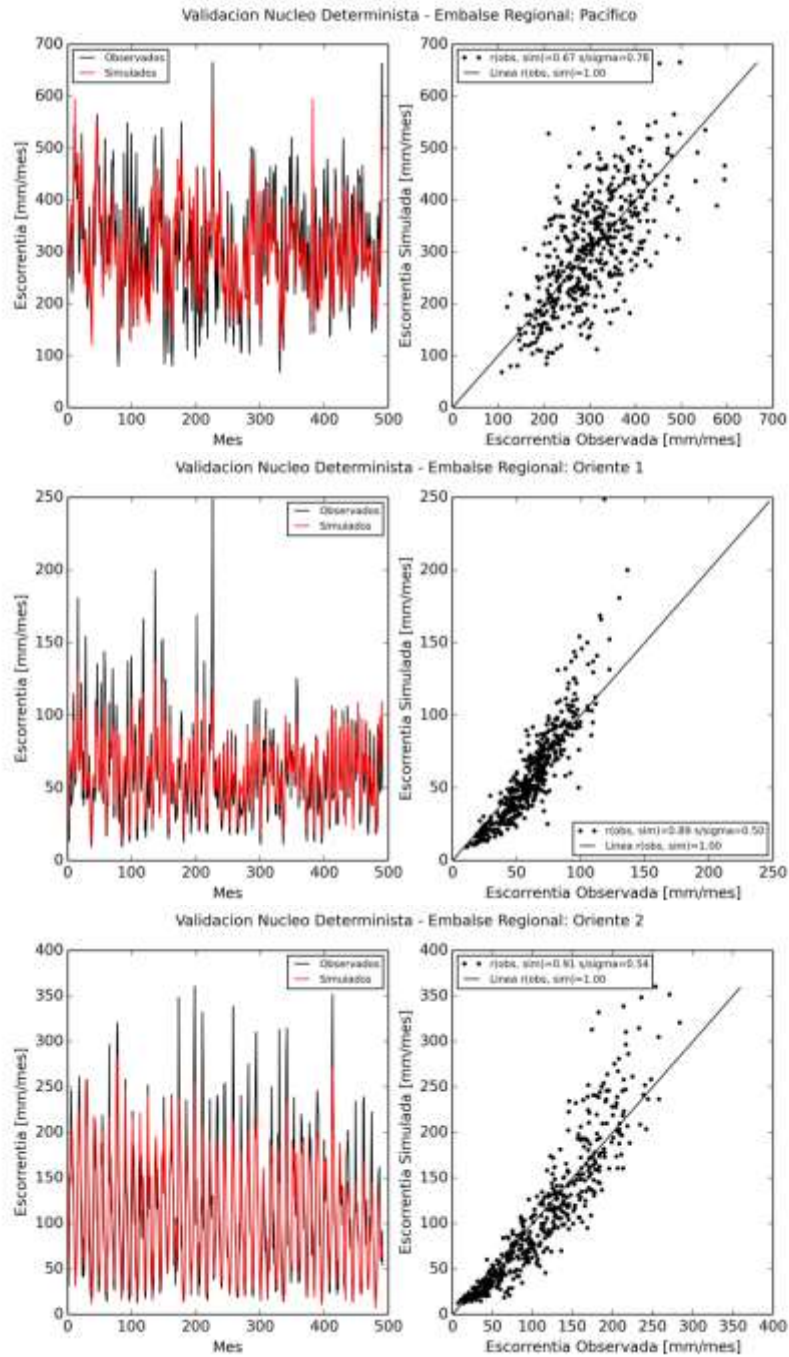


Figura 131. Validación núcleo determinista embalses Huila, Cauca y Caribe

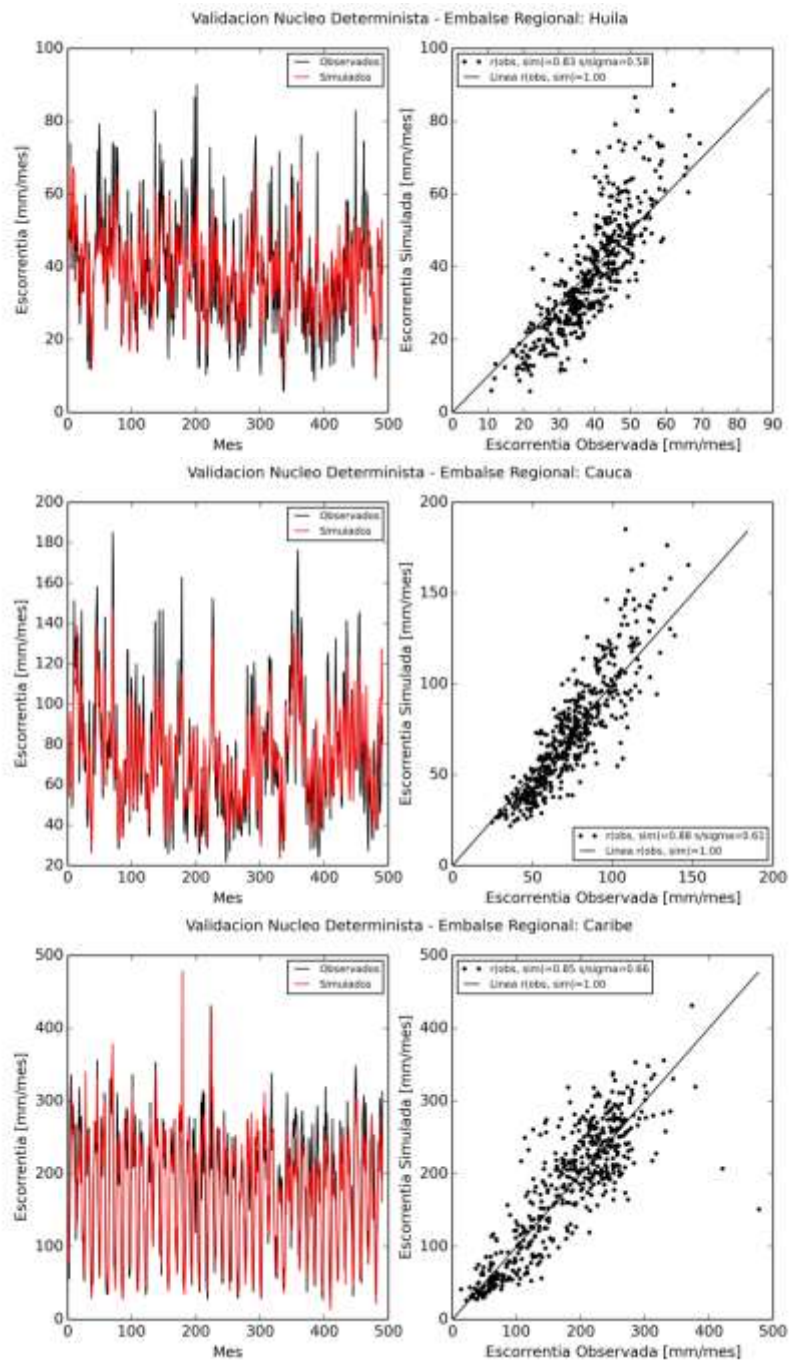


Figura 132. Validación núcleo determinista embalses Caldas, Bogotá y Tolima

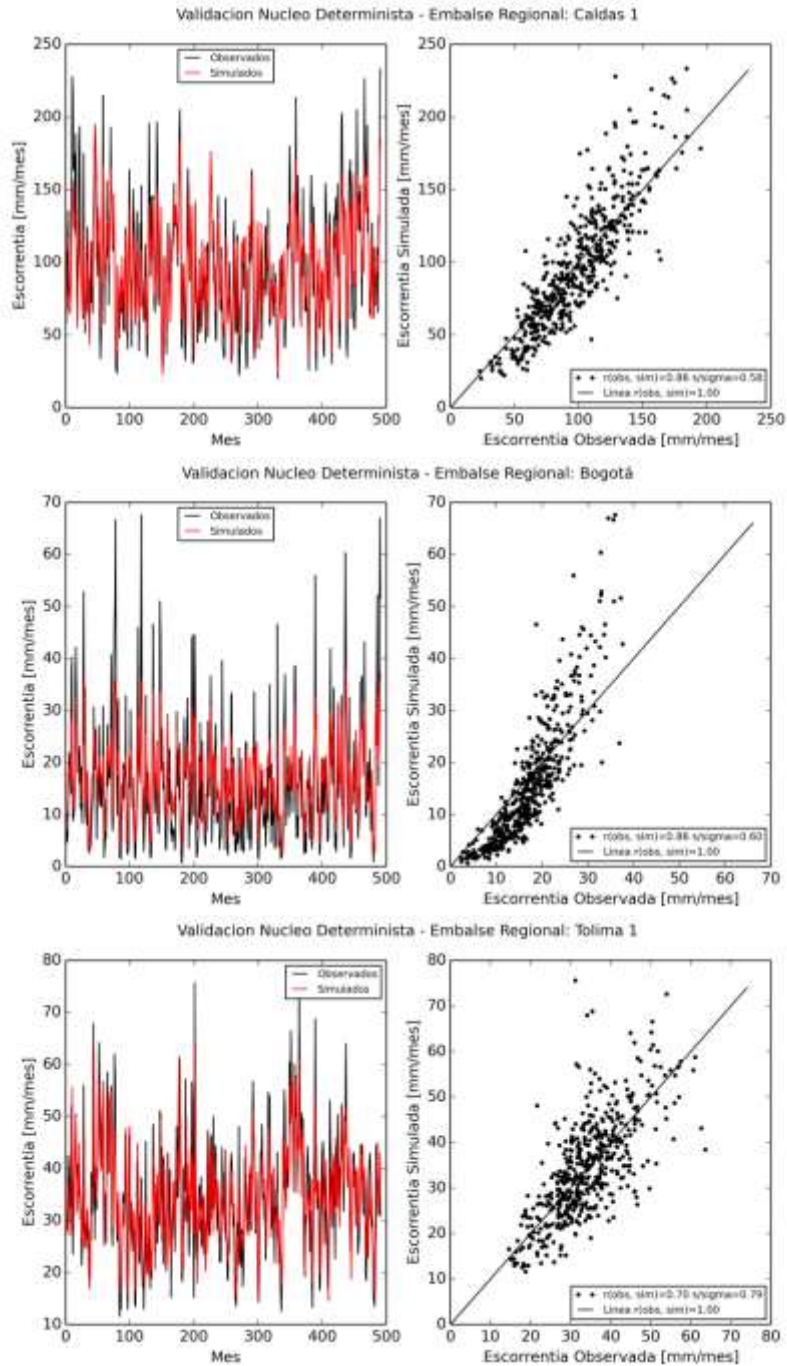
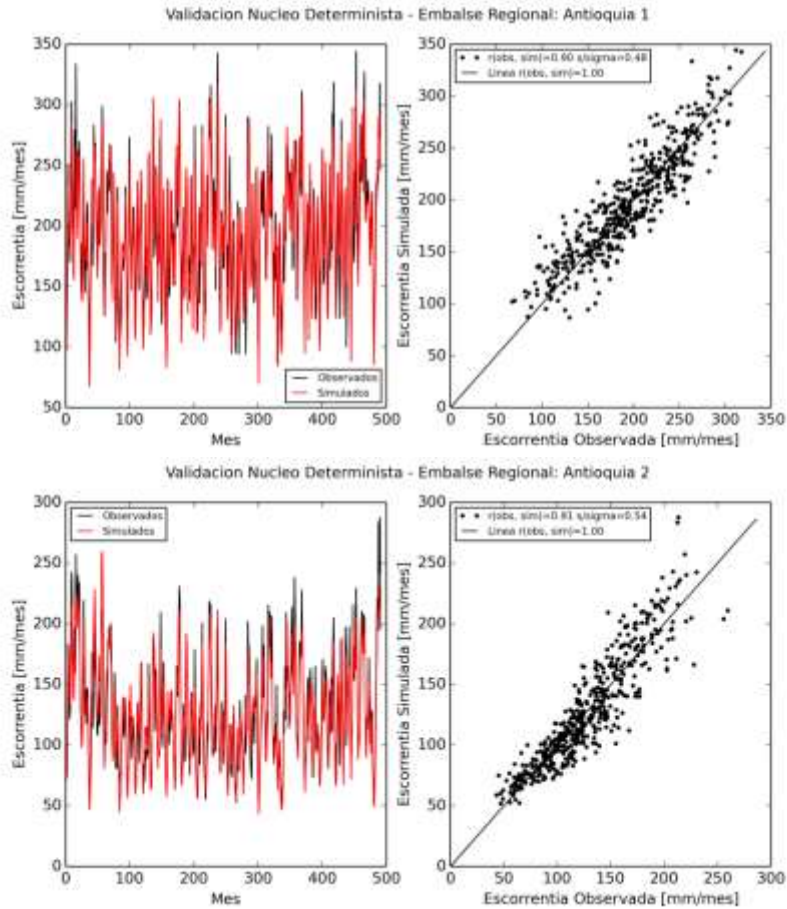


Figura 133. Validación núcleo determinista embalses Antioquia 1 y Antioquia 2



Para todos los casos la validación del núcleo determinista resultó satisfactoria. En el peor de los casos el coeficiente de correlación entre valores de afluencias observadas y simuladas fue de 0.7 (Embalses Regionales de Tolima y Pacífico), mientras que para los casos restantes este coeficiente supera el valor de 0.85. Esto indica que la precisión de las simulaciones es buena y en general aceptable. En cuanto al poder predictivo del núcleo determinista, este se establece a través del criterio de desempeño S/σ_{Δ} del centro hidrometeorológico de Rusia. Una vez este indicador de desempeño es menor que 1 se entiende que el núcleo determinista produce más información sobre futuro de las afluencias mensuales que la inercia del proceso mismo. Una vez el indicador es menor igual a 0.80 se dice que la predictibilidad del modelo es aceptable, por debajo de 0.70 se considera buena y cuando es inferior o igual 0.50 se considera excelente (Dawson, Abrahart, & See, 2007; E. Domínguez, Dawson, Ramírez, & Abrahart, 2011). Desde el punto de vista de la predictibilidad, para todos los Embalses regionales esta se encuentra presente y el S/σ_{Δ} se encuentra entre valores de 0.48 a 0.78.

Esta validación demuestra, que a nivel mensual existen relaciones a nivel de ecuaciones diferenciales de orden 1 o mayor capaces de describir las afluencias mensuales a través de la precipitación mensual. A continuación se realiza la parametrización estocástica de modo que sea posible explicar la evolución de las

curvas de densidad probabilística tomando como factor de perturbación a las precipitaciones y a los parámetros internos de las áreas aferentes a los embalses regionales.

13.2.3.1.2. DETERMINACIÓN DE LAS INTENSIDADES DE RUIDO DE LAS AFLUENCIAS A LOS EMBALSES REGIONALES

La parametrización de la ecuación de Fokker-Planck-Kolmogorov consiste en la determinación de las magnitudes de las intensidades de ruido G_C , $G_{\bar{N}}$ y $G_{C\bar{N}}$. Debe ser encontrado un juego de parámetros para la transición mes a mes de las curvas de densidad probabilística. Esta tarea se resuelve utilizando la información del régimen actual de afluencias.

Asumiendo $\partial p(t, Q)/\partial t = 0$ y utilizando la siguiente notación

$$a = \frac{G_{C\bar{N}} + 2\bar{N}}{2\bar{C} + G_{\bar{C}}}$$

Ecuación 49

$$b_0 = \frac{-G_{\bar{N}}}{2\bar{C} + G_{\bar{C}}}$$

Ecuación 50

$$b_1 = \frac{G_{C\bar{N}}}{2\bar{C} + G_{\bar{C}}}$$

Ecuación 51

$$b_2 = \frac{-G_{\bar{N}}}{2\bar{C} + G_{\bar{C}}}$$

Ecuación 52

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se transforma en:

$$\frac{dp}{dQ} = \frac{Q - a}{b_0 + b_1 Q + b_2 Q^2} p$$

Ecuación 53

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** representa la familia de curvas de Pearson que es ampliamente utilizada hidrología (Haan, 2002). En esta ecuación a , b_0 , b_1 y b_2 son los coeficientes de Pearson. La solución de la ecuación de Pearson es una familia de curvas, de entre las cuales se destaca la curva de Pearson Tipo III (Distribución Gamma) dado el amplio uso que se le ha dado en el campo de la hidrología. Las expresiones de los parámetros a , b_0 , b_1 y b_2 vienen relacionadas en este caso particular con los estadísticos de los parámetros C y N según lo expresan las ecuaciones anteriores (Khaustov, 1999; Kovalenko, Viktorova, & Gaidukova, 2005).

Reagrupando y multiplicando por Q^n e integrando la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se puede deducir una ecuación que relaciona los parámetros $[a, b_0, b_1, b_2]$ con los momentos al origen de orden n (α_n):

$$nb_0\alpha_{n-1} + [(n+1)b_1 - a]\alpha_n + [(n+2)b_2 + 1]\alpha_{n+1} = 0$$

Ecuación 54

Los momentos al origen pueden determinarse de las series de tiempo del régimen hidrológico actual. Gracias a la corta longitud de las series de tiempo en hidrología no se utilizan más de tres momentos estadísticos, haciendo $n = 0 \dots 3$ se puede obtener el siguiente sistema de ecuaciones algebraicas:

$$\begin{aligned} 2b_2\alpha_1 + b_1 - a &= -\alpha_1; \\ 3b_2\alpha_2 + 2b_1\alpha_1 - b_0 - a\alpha_1 &= -\alpha_2; \\ 4b_2\alpha_3 + 3b_1\alpha_2 + 2b_0\alpha_1 - a\alpha_2 &= -\alpha_3; \\ 5b_2\alpha_4 + 4b_1\alpha_3 + 3b_0\alpha_2 - a\alpha_3 &= -\alpha_4. \end{aligned}$$

Ecuación 55

De la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se puede deducir:

$$\begin{aligned} a &= 0.5(-\alpha_3 - 4\alpha_1^3 + 5\alpha_1\alpha_2)/(\alpha_2 - \alpha_1^2); \\ b_0 &= 0.5(-2\alpha_2^2 + \alpha_2\alpha_1^2 + \alpha_1\alpha_3)/(\alpha_2 - \alpha_1^2); \\ b_1 &= 0.5(3\alpha_1\alpha_2 - 2\alpha_1^3 - \alpha_3)/(\alpha_2 - \alpha_1^2). \end{aligned}$$

Ecuación 56

Los valores del vector $\{\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3\}$ se pueden establecer directamente de la serie de escorrentía promedio anual de la siguiente forma:

$$\alpha_k = \sum_{i=1}^n p_i Q_i^k$$

Donde k representa el orden del momento estadístico, para este caso $k = (1, 2, 3)$.

$$a = \frac{G_{\tilde{CN}} + 2\bar{N}}{2\bar{C} + G_{\tilde{C}}}$$

Ecuación 57

$$b_0 = -\frac{G_{\tilde{N}}}{2\bar{C} + G_{\tilde{C}}}$$

Ecuación 58

$$b_1 = \frac{G_{\tilde{CN}}}{2\bar{C} + G_{\tilde{C}}}$$

Ecuación 59

$$b_2 = -\frac{G_{\tilde{C}}}{2\bar{C} + G_{\tilde{C}}}$$

Ecuación 60

Estas ecuaciones representan un avance significativo con respecto al tratamiento tradicional de la ecuación de Pearson dado que ahora los coeficientes de Pearson no solo tienen un carácter geométrico sino que también están asociados con las propiedades internas y externas del sistema modelado. Se entiende entonces que la ecuación de Pearson constituye un camino para calcular los parámetros $\bar{N}$, $G_{\tilde{N}}$, $\bar{C}$, $G_{\tilde{C}}$ y $G_{\tilde{CN}}$ a partir de los momentos estadísticos de una serie de datos, en este caso, de caudales medios mensuales.

Sintetizando, esta parte del procedimiento busca identificar los parámetros asociados al régimen hidrológico inicial y consiste entonces en (1) calcular los momentos estadísticos de la serie de caudales de partida, (2) emplear el sistema asociado a la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** para identificar los parámetros a , b_0 , b_1 , y b_2 y (3) emplear el sistema asociado a la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** para identificar los parámetros $\bar{N}$, $G_{\tilde{N}}$, $\bar{C}$, $G_{\tilde{C}}$ y $G_{\tilde{CN}}$. Aunque a primera vista pareciera que, aún tras tomar la decisión de trabajar sólo con los tres primeros momentos estadísticos, el número de ecuaciones que conforman el sistema ajustado de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** (teniendo ya en cuenta que $b_2 = 0$ habrían 3 ecuaciones) es menor al número de parámetros que se requiere calcular (que serían 4 teniendo en cuenta $G_{\tilde{C}} = 0$), es importante recordar que el parámetro $\bar{N}$ representa el estímulo sobre la cuenca, y que por ello el valor que se le asignará es el promedio de precipitación necesario para la transición al siguiente mes, el cual habrá de calcularse a partir de las series históricas correspondientes. Tras reordenar la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se puede obtener expresiones más prácticas para las incógnitas de este caso:

$$a = E(Q) * (1 - 0.5 * b * C_v^2)$$

Ecuación 61

$$b_0 = E(Q)^2 * C_v^2 * (0.5b - 1)$$

Ecuación 62

$$b_1 = -0.5E(Q) * b * C_v^2$$

Ecuación 63

$$G_{\tilde{CN}} = \frac{E(N) * b_1}{a - 0.5b_1}$$

Ecuación 64

$$G_{\tilde{N}} = -\frac{2E(N) * b_0}{a - 0.5b_1}$$

Ecuación 65

$$\bar{C} = \frac{1}{k(1 - 0.25b * C_v^2)}$$

Ecuación 66

En estos sistemas de ecuaciones se incluyen los parámetros k y b , que se pueden expresar de la siguiente forma:

$$k = \frac{E(Q)}{E(N)}$$

Ecuación 67

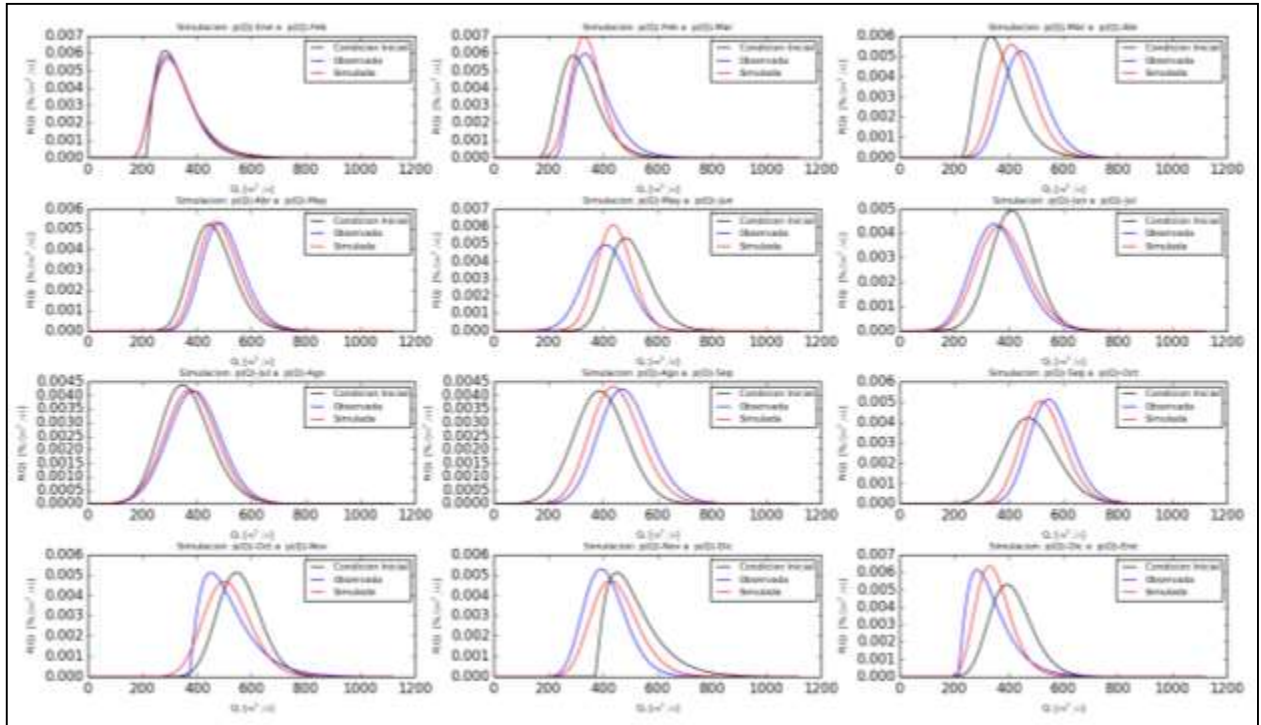
$$b = \frac{C_s}{C_v}$$

Ecuación 68

Los parámetros $\bar{C}$, $G_{\tilde{N}}$, $G_{\tilde{CN}}$ identificados siguiendo el procedimiento descrito le corresponden al régimen hidrológico inicial. Para el régimen hidrológico final, el cual resultará del efecto del cambio climático considerado, es necesario asumir que $G_{\tilde{N}}$ y $G_{\tilde{CN}}$ permanecen constantes pues no existe actualmente un método para pronosticar su valor final. A esta suposición se le llama hipótesis de intensidades de ruido invariantes y su verificación en 40 casos piloto se presentará en los párrafos posteriores de este informe siguiendo los lineamientos establecidos en el trabajo (Hassidoff, 2008). En cuanto al parámetro $\bar{C}$, como puede apreciarse algunas líneas más arriba, la expresión que permite la identificación de este parámetro involucra el parámetro k , que corresponde a la relación entre el valor esperado del caudal medio anual y el valor esperado de la precipitación anual. La presencia del parámetro k permite evitar utilizar para el régimen final el mismo valor del parámetro $\bar{C}$ que para el régimen inicial: realizando un primer pronóstico de la esperanza del caudal medio es posible obtener un pronóstico de k que, integrado en la expresión correspondiente permite identificar un pronóstico de $\bar{C}$.

Aplicando las expresiones de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** a la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se derivaron las magnitudes para los coeficientes intensidades de ruido G_C , $G_{\bar{N}}$ y $G_{C\bar{N}}$. En la siguiente figura se presenta un ejemplo de la validación de la modelación estocástica correspondiente a la validación de las simulaciones estocásticas del Embalse Regional Antioquia 1.

Figura 134. Validación estocástica para el Embalse Regional Antioquia 1



El ejercicio de validación se realiza de la siguiente forma:

- Se escoge la curva de densidad probabilística del mes i como la condición inicial;
- Se calculan las magnitudes de las intensidades de ruido G_C , $G_{\bar{N}}$ y $G_{C\bar{N}}$;
- Se utiliza el valor esperado de las precipitaciones del mes $i + 1$ como factor perturbador para convertir la curva de densidad probabilística de las afluencias del mes i en curva de densidad probabilística de las afluencias del mes i ;
- Se aplica una prueba de Kolmogorov para verificar la concordancia de la curva de densidad probabilística del mes $i + 1$ contra su curva de densidad probabilística observada.

Los resultados de esta validación indican que la hipótesis de concordancia entre las curvas de densidad probabilísticas simuladas y observadas no se rechaza en más del 90% de los casos, lo que demuestra que es posible modelar la evolución de curvas de densidad probabilística a través del cambio de las precipitaciones y conociendo las magnitudes de las intensidades de ruido G_C , $G_{\bar{N}}$ y $G_{C\bar{N}}$.

Los resultados de la validación estocástica se presenta en la siguiente tabla:

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático

Tabla 84. Parámetros de la Ecuación de Fokker-Planck-Kolmogorov para el clima actual

Embalse	Mes	α_1	α_2	α_3	a	b_0	b_1	X	Q	τ	N	c	k	Gcñ	Gñ
Antioquia 1	Ene	337	119850	45426363	284	11248	-53	337	29	1.00	337	-1.09	0.92	-57.28	-24409
	Feb	323	109452	39148951	291	4639	-31	323	33	1.00	323	-1.05	0.95	-32.85	-9752
	Mar	369	141949	56902865	333	7783	-36	369	39	1.00	369	-1.05	0.95	-37.85	-16364
	Abr	462	219290	107037878	445	1934	-17	462	77	1.00	462	-1.02	0.98	-17.55	-3942
	May	501	256662	134618596	483	2798	-17	501	118	1.00	501	-1.02	0.98	-17.62	-5695
	Jun	414	178081	79217578	410	-4801	-4	414	136	1.00	414	-1.01	0.99	-4.18	9654
	Jul	363	140064	57240300	346	-2580	-16	363	130	1.00	363	-1.02	0.98	-16.66	5279
	Ago	392	162950	71177550	388	-7499	-4	392	110	1.00	392	-1.01	0.99	-4.32	15082
	Sep	484	243545	126947114	471	-2432	-14	484	92	1.00	484	-1.01	0.99	-13.86	4933
	Oct	558	317022	183772699	545	735	-12	558	86	1.00	558	-1.01	0.99	-12.50	-1486
	Nov	517	277345	154647515	456	22162	-61	518	75	1.00	518	-1.06	0.94	-65.35	-47147
	Dic	412	176071	77767154	393	1976	-19	412	45	1.00	412	-1.02	0.98	-19.71	-4047
Antioquia 2	Ene	139	20200	3087830	123	1331	-16	139	29	1.00	139	-1.06	0.94	-17.14	-2827
	Feb	127	17200	2491175	106	1715	-22	127	33	1.00	127	-1.09	0.92	-23.49	-3748
	Mar	131	18899	3035961	98	2612	-33	132	39	1.00	132	-1.15	0.87	-37.71	-5992
	Abr	169	30384	5885099	143	2334	-26	169	77	1.00	169	-1.08	0.92	-27.59	-5049
	May	221	52195	13236347	192	2883	-29	221	118	1.00	221	-1.07	0.94	-30.56	-6165
	Jun	215	48976	11723797	207	-858	-8	215	136	1.00	215	-1.02	0.98	-8.46	1752
	Jul	195	42218	10240427	147	5297	-48	195	130	1.00	195	-1.14	0.88	-54.96	-12089
	Ago	195	41723	9770866	164	2591	-32	195	110	1.00	195	-1.09	0.92	-34.34	-5638
	Sep	231	58918	16538353	202	888	-28	231	92	1.00	231	-1.07	0.94	-30.33	-1892
	Oct	261	71575	20480398	260	-3234	-1	261	86	1.00	261	-1.00	1.00	-0.76	6477
	Nov	244	63330	17617430	212	3795	-32	244	75	1.00	244	-1.07	0.93	-34.11	-8122
	Dic	181	34585	6974785	167	710	-14	181	45	1.00	181	-1.04	0.96	-14.64	-1478
Bogotá	Ene	9	131	2718	3	11	-7	9	29	1.00	9	-1.56	0.64	-10.27	-34
	Feb	10	130	2312	5	2	-4	10	33	1.00	10	-1.28	0.78	-5.44	-6
	Mar	14	356	13952	-1	58	-15	14	39	1.00	14	-2.07	0.48	-30.65	-240
	Abr	28	1345	98040	2	207	-27	28	77	1.00	28	-1.87	0.53	-49.90	-774
	May	42	2559	213037	18	152	-23	42	118	1.00	42	-1.39	0.72	-32.30	-423
	Jun	43	2381	163890	29	79	-14	43	136	1.00	43	-1.20	0.83	-17.29	-191
	Jul	44	2303	144291	30	228	-14	44	130	1.00	44	-1.18	0.84	-16.24	-539
	Ago	30	987	34659	27	29	-3	30	110	1.00	30	-1.06	0.95	-3.50	-61
	Sep	22	601	18946	18	-3	-5	22	92	1.00	22	-1.11	0.90	-5.03	7
	Oct	33	1438	78272	22	3	-11	33	86	1.00	33	-1.20	0.84	-12.94	-6
	Nov	43	2627	214930	21	125	-22	43	75	1.00	43	-1.34	0.75	-28.85	-334
	Dic	25	1071	68727	3	70	-21	25	45	1.00	25	-1.76	0.57	-37.61	-246
Caldas	Ene	85	8271	913454	65	783	-21	85	29	1.00	85	-1.14	0.88	-23.43	-1781

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático

Embalse	Mes	α_1	α_2	α_3	a	b_0	b_1	X	Q	τ	N	c	k	Gcñ	Gñ
	Feb	82	7868	890480	61	482	-21	82	33	1.00	82	-1.15	0.87	-23.85	-1105
	Mar	86	8517	969750	65	674	-21	86	39	1.00	86	-1.14	0.88	-23.53	-1532
	Abr	93	9195	955644	92	-465	-1	93	77	1.00	93	-1.00	1.00	-0.73	933
	May	101	10973	1263850	93	176	-8	101	118	1.00	101	-1.04	0.96	-8.87	-366
	Jun	70	5295	427985	68	-300	-1	70	136	1.00	70	-1.01	0.99	-1.50	607
	Jul	47	2630	171868	34	231	-13	47	130	1.00	47	-1.16	0.86	-15.31	-536
	Ago	48	2912	218995	29	315	-19	48	110	1.00	48	-1.24	0.81	-23.23	-783
	Sep	68	5335	482678	56	43	-12	68	92	1.00	68	-1.10	0.91	-13.15	-94
	Oct	100	10972	1281226	99	-699	-2	101	86	1.00	101	-1.01	0.99	-1.75	1410
	Nov	128	18035	2814054	107	960	-21	128	75	1.00	128	-1.09	0.92	-22.86	-2095
	Dic	115	14965	2215226	93	637	-22	115	45	1.00	115	-1.11	0.90	-23.90	-1410
Caribe	Ene	156	28691	6301951	104	3645	-52	156	29	1.00	156	-1.20	0.83	-62.00	-8741
	Feb	122	19156	3895830	62	2941	-59	122	33	1.00	122	-1.32	0.76	-78.61	-7776
	Mar	125	21222	4996969	43	4546	-82	134	39	1.00	134	-1.60	0.63	-131.24	-14533
	Abr	243	73340	26719421	175	2181	-68	243	77	1.00	243	-1.16	0.86	-78.95	-5070
	May	426	192300	91542030	419	-8250	-7	427	118	1.00	427	-1.01	0.99	-7.07	16675
	Jun	472	230173	115973802	459	-1829	-12	472	136	1.00	472	-1.01	0.99	-12.47	3706
	Jul	483	239575	122267504	465	1819	-18	484	130	1.00	484	-1.02	0.98	-17.88	-3712
	Ago	441	203665	99112028	381	17289	-60	441	110	1.00	441	-1.07	0.93	-64.74	-37119
	Sep	426	186971	84124973	423	-3441	-4	426	92	1.00	426	-1.00	1.00	-3.90	6912
	Oct	455	213581	103389935	454	-6667	-1	455	86	1.00	455	-1.00	1.00	-0.55	13343
	Nov	417	181868	84102329	331	27274	-85	417	75	1.00	417	-1.11	0.90	-95.13	-60770
	Dic	288	91214	31808317	239	6107	-50	288	45	1.00	288	-1.09	0.91	-54.24	-13363
Cauca	Ene	788	720772	765703977	587	58665	-201	788	29	1.00	788	-1.15	0.87	-230.85	-134524
	Feb	1068	767231	854090148	2183	-816532	1114	710	33	1.00	710	-0.44	2.29	486.79	713356
	Mar	757	698338	788584532	480	82856	-276	757	39	1.00	757	-1.22	0.82	-337.89	-202782
	Abr	941	1002578	1211867568	741	69558	-199	941	77	1.00	941	-1.12	0.89	-223.01	-155623
	May	1137	1388977	1824197885	1007	51074	-130	1137	118	1.00	1137	-1.06	0.94	-138.00	-108351
	Jun	953	972745	1059194769	881	4400	-72	953	136	1.00	953	-1.04	0.96	-75.06	-9147
	Jul	700	539724	460935157	559	49457	-141	700	130	1.00	700	-1.11	0.90	-156.82	-109988
	Ago	621	439143	351460877	501	21842	-120	621	110	1.00	621	-1.11	0.90	-133.26	-48369
	Sep	719	644751	725706289	415	90124	-304	719	92	1.00	719	-1.27	0.79	-385.62	-228710
	Oct	1047	1200369	1485850263	998	-54241	-48	1047	86	1.00	1047	-1.02	0.98	-49.40	111041
	Nov	1319	1916230	3055053715	1138	63696	-181	1321	75	1.00	1321	-1.07	0.93	-194.92	-136939
	Dic	1113	1373970	1876740495	937	62280	-177	1113	45	1.00	1113	-1.09	0.92	-192.05	-135325
Pacífico	Ene	44	2096	109080	42	-140	-1	44	29	1.00	44	-1.02	0.99	-1.33	285
	Feb	40	1815	95033	32	68	-8	40	33	1.00	40	-1.11	0.90	-8.72	-152
	Mar	39	1655	76254	35	0	-4	39	39	1.00	39	-1.05	0.95	-3.76	-1

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático

Embalse	Mes	α_1	α_2	α_3	a	b_0	b_1	X	Q	τ	N	c	k	Gcñ	Gñ
	Abr	51	2740	157629	50	-165	0	51	77	1.00	51	-1.00	1.00	-0.48	331
	May	55	3098	182106	55	-119	0	55	118	1.00	55	-1.00	1.00	-0.01	238
	Jun	45	2120	103459	45	-63	-1	45	136	1.00	45	-1.01	0.99	-0.51	128
	Jul	33	1205	47030	32	-68	-1	33	130	1.00	33	-1.02	0.98	-1.04	139
	Ago	31	1095	42855	29	-90	-2	31	110	1.00	31	-1.03	0.97	-1.61	184
	Sep	39	1680	79412	34	32	-5	39	92	1.00	39	-1.07	0.94	-5.21	-69
	Oct	58	3565	229630	57	-137	-1	58	86	1.00	58	-1.01	0.99	-0.93	276
	Nov	64	4216	290437	58	176	-5	64	75	1.00	64	-1.04	0.96	-5.49	-368
	Dic	53	2957	172543	53	-122	0	53	45	1.00	53	-1.01	0.99	-0.48	245
Tolima	Ene	12	171	2591	11	8	-2	12	29	1.00	12	-1.08	0.92	-2.07	-17
	Feb	13	198	3607	7	48	-6	13	33	1.00	13	-1.27	0.79	-7.27	-121
	Mar	15	236	4191	13	2	-2	15	39	1.00	15	-1.06	0.94	-1.81	-4
	Abr	19	391	8935	15	46	-4	19	77	1.00	19	-1.12	0.89	-4.73	-104
	May	23	570	14628	22	10	-2	23	118	1.00	23	-1.04	0.97	-1.65	-22
	Jun	23	553	14000	21	14	-2	23	136	1.00	23	-1.04	0.96	-1.83	-30
	Jul	21	477	10901	21	-10	0	22	130	1.00	22	-1.01	0.99	-0.22	20
	Ago	19	373	7865	16	40	-3	19	110	1.00	19	-1.09	0.92	-3.49	-88
	Sep	17	301	5727	16	-4	-1	17	92	1.00	17	-1.03	0.97	-0.90	9
	Oct	20	417	9747	16	39	-4	20	86	1.00	20	-1.11	0.90	-4.16	-87
	Nov	19	397	8718	17	30	-3	19	75	1.00	19	-1.08	0.93	-3.01	-65
	Dic	16	279	5203	11	71	-5	16	45	1.00	16	-1.19	0.84	-6.35	-170

Para entender las posibles evoluciones de los valores esperados de las precipitaciones mensuales, a continuación se analizan los escenarios tendenciales y oficiales de cambio climático. También se presenta una evaluación de sensibilidad basada en la solución pseudo-estacionaria de la Ecuación de Fokker-Planck-Kolmogorov.

13.2.4. ANÁLISIS DE TENDENCIAS

Para detectar la presencia de señales de cambio climático en el régimen hidrológico de las cuencas de interés, se realiza un análisis de tendencia a las series de precipitación y caudal establecidas para los embalses agregados. Este análisis se lleva a cabo para cada embalse sobre los conjuntos estadísticos mensuales por separado, utilizando los datos disponibles en el período de 1970 a 2011, en este sentido se realizan entonces pruebas paramétricas y no paramétricas.

- **Prueba No Paramétrica**

La prueba no paramétrica utilizada correspondió a Mann- Kendall, cuya metodología se basa en lo siguiente:

Se considera que la secuencia de datos $Q = f(t)$ es monótona creciente o decreciente y se desea revisar la hipótesis nula H_0 de que los datos de la secuencia vienen de una población donde las medidas son independientes e idénticamente distribuidas (Hipel y McLeod, 2005). La hipótesis alternativa consiste en la presencia de una tendencia monotónica en la secuencia analizada. Para verificar la hipótesis nula se puede utilizar el estadístico S (Document_not_found, n.d.-a) y la aproximación normal (estadístico Z). Para secuencias con menos de 10 datos se recomienda usar el primero y para series de mayor longitud el segundo. Para calcular el estadístico S se usa la siguiente fórmula:

Ecuación 69

$$S = \sum_{k=1}^{n-1} \sum_{j=k+1}^n \text{sign}(x_j - x_k)$$

Donde:

Ecuación 70

$$\text{sign}(x_j - x_k) = 1, \text{ si } x_j - x_k > 0$$

$$\text{sign}(x_j - x_k) = 0, \text{ si } x_j - x_k = 0$$

$$\text{sign}(x_j - x_k) = -1, \text{ si } x_j - x_k < 0$$

Mientras que, j y k son dos posiciones consecutivas dentro de la serie de tiempo, siendo j la posición precedente y k la antecedente. Cuando el valor de S es positivo significa tendencia incremental y que la variable adquiere valores más altos con el tiempo. Para series cortas (longitud de la secuencia $n < 9$ datos) el valor empírico de S puede ser comparado con la distribución probabilística del mismo derivada por Gilbert (Document_not_found, n.d.-b). La prueba se puede realizar para distintos niveles de significación (α : 0.1, 0.05, 0.01 y 0.001), de esta forma con cierto nivel de probabilidad la hipótesis nula H_0 puede ser rechazada a favor de la hipótesis alternativa H_1 si el valor absoluto de S es mayor o igual que un valor específico $S_{\alpha/2}$, donde este último es el menor valor de S que con probabilidad de $\alpha/2$ podría aparecer en una secuencia sin tendencia. Un valor positivo de S indica tendencia positiva, lo contrario señalaría tendencia negativa (Onoz y Bayazit, 2003).

Si la longitud de la secuencia o serie es mayor que 10 valores se puede usar una aproximación normal para el estadístico S . En este sentido la varianza de S se obtiene cómo:

Ecuación 71

$$\text{VAR}(S) = \frac{1}{18} \left[n(n-1)(2n+5) - \sum_{p=1}^q t_p(t_p-1)(2t_p+5) \right]$$

Donde q es el número de grupos de valores similares y t_p es el número de datos en el grupo de datos " p ". Los valores de S y $\text{VAR}(S)$ se usan para obtener el estadístico Z con la siguiente ecuación:

Ecuación 72

$$Z = \begin{cases} \frac{S - 1}{\sqrt{VAR(S)}} & \text{si } S > 0 \\ 0 & \text{si } S = 0 \\ \frac{S + 1}{\sqrt{VAR(S)}} & \text{si } S < 0 \end{cases}$$

La presencia de tendencia se detecta por la magnitud de Z . Un valor positivo significa tendencia creciente mientras que uno negativo señala tendencia decreciente. Para verificar la presencia de tendencia con un nivel de significación α , hipótesis nula se rechaza si Z es mayor que $Z_{1-\alpha/2}$. Este último se obtiene de la distribución normal estándar (acumulada).

- **Prueba Paramétrica**

La prueba paramétrica consiste básicamente en analizar la serie de datos registrados mediante un modelo de regresión lineal con respecto al tiempo, donde la hipótesis nula H_0 considera que la datos son independientes linealmente con respecto al tiempo, mientras que la hipótesis H_a alternativa considera que existe una relación lineal entre el tiempo y la variable analizada.

La regresión lineal de la serie de datos se basa en el siguiente modelo:

Ecuación 73

$$x(t) = b_0 + b_1 t + \varepsilon$$

Donde: $x(t)$ es la variable a analizar indexada en el tiempo t ; b_0 es el parámetro de intercepto de la regresión lineal; b_1 es el parámetro de pendiente de la regresión lineal; y ε es el término de error del modelo de regresión para el cual se supone que $\varepsilon \sim N(0, \sigma)$.

Según lo anterior la hipótesis a probar es:

Ecuación 74

$$H_0: b_1 = 0$$

$$H_a: b_1 \neq 0$$

Los parámetros del modelo de regresión se estiman con las siguientes ecuaciones:

Ecuación 75

$$b_1 = \frac{S_{xt}}{S_{tt}}$$

Ecuación 76

$$b_0 = \bar{x} - b_1 \bar{t}$$

Ecuación 77

$$S_{xt} = \sum (x - \bar{x})(t - \bar{t})$$

Ecuación 78

$$S_{tt} = \sum (t - \bar{t})^2$$

Una vez calibrados los parámetros del modelo de regresión se construye el estadístico T de la regresión lineal.

Ecuación 79

$$T_x = \frac{b_1}{\sigma_{b_1}}$$

Siendo:

Ecuación 80

$$\sigma_{b_1} = \frac{\sigma_\varepsilon^2}{S_{tt}}$$

Ecuación 81

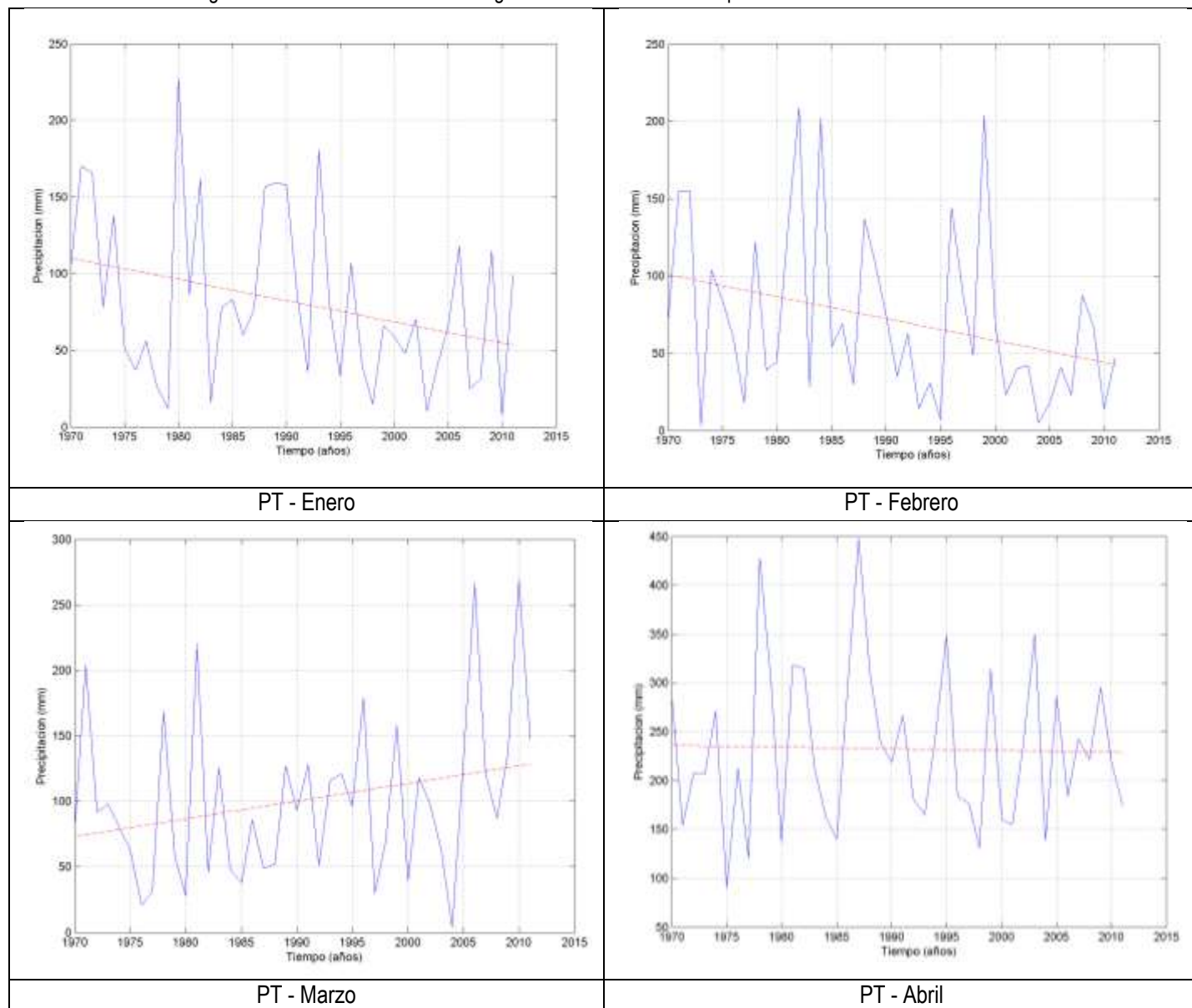
$$\sigma_\varepsilon^2 = \frac{1}{n-2} \sum (x_{obs} - x_{sim})$$

El valor del estadístico observado T_x se compara con el valor teórico de la distribución *t-student* para un nivel de confianza α y $n - 2$ grados de libertad ($T_o = t_{n-2, \alpha/2}$). Si el valor del estadístico observado es menor que el teórico $T_x < T_o$ la hipótesis nula no se rechaza y se considera que la variable no presenta correlación lineal con respecto al tiempo, de lo contrario, la hipótesis nula se rechaza y se considera que la variable tiene una tendencia lineal con respecto al tiempo.

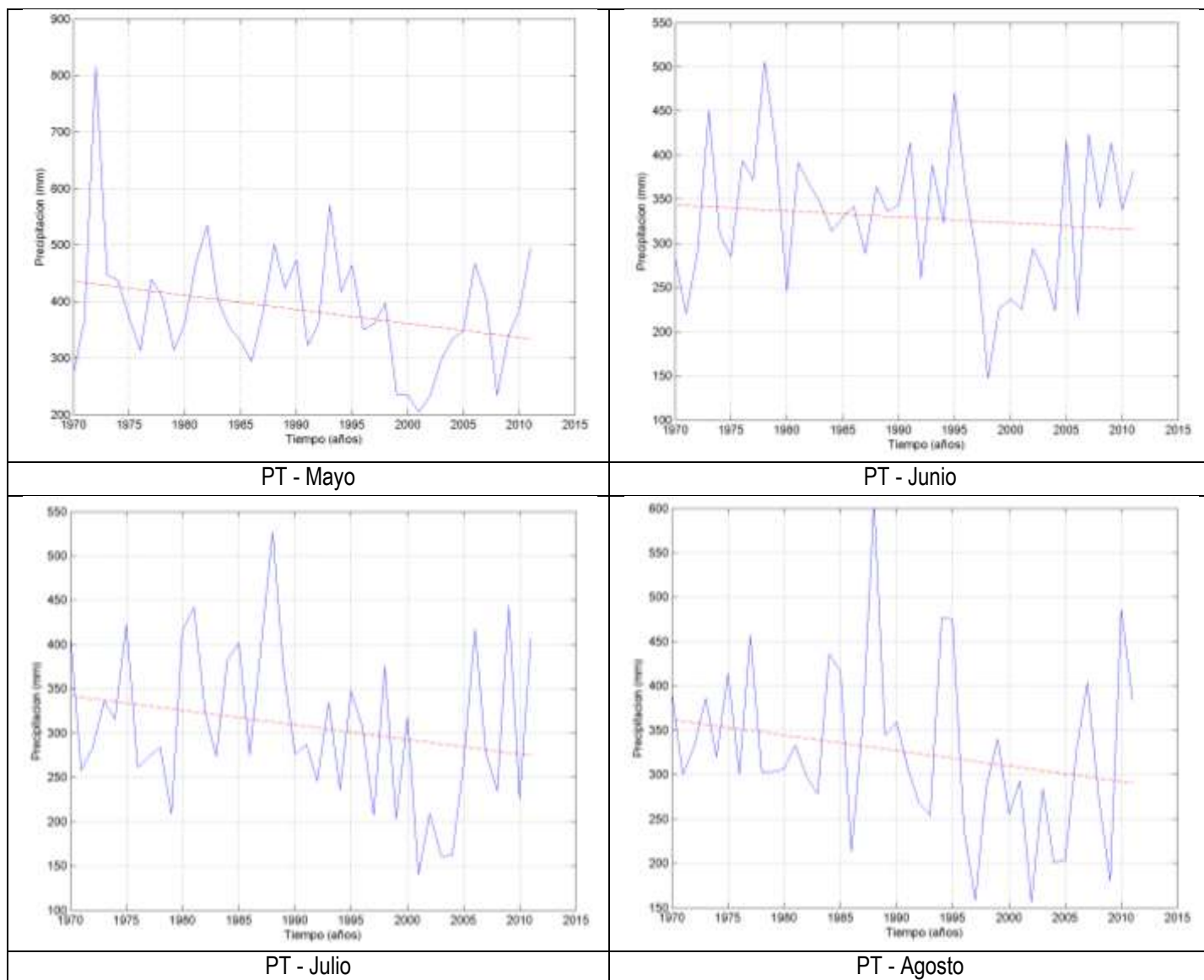
Las pruebas de tendencia fueron aplicadas a las series de precipitaciones y caudales mensuales y anuales de los embalses agregados. El nivel de confianza utilizado en todos los casos fue de $\alpha = 0.05$.

En **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan como ejemplo de resultados los esquemas de los modelos de regresión lineal calibrados para las series de precipitaciones mensuales del embalse agregado Caribe. Similarmente, en la Figura 136 se presentan como ejemplo de resultados los esquemas de los modelos de regresión lineal calibrados para las series de caudales mensuales del embalse agregado Caribe. En la Figura 137 se presentan como ejemplo de resultados los esquemas de los modelos de regresión lineal calibrados para las series de precipitación y caudal anuales del embalse agregado Caribe.

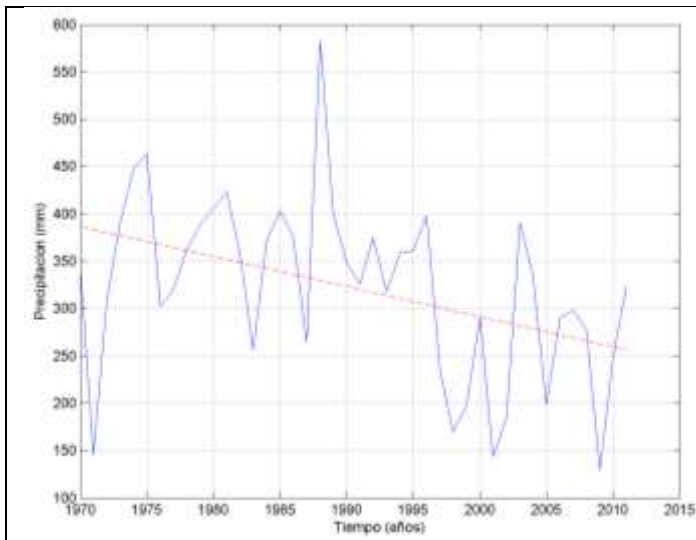
Figura 135 Análisis de Tendencia. Regresión lineal series de Precipitación Mensual Embalse CARIBE



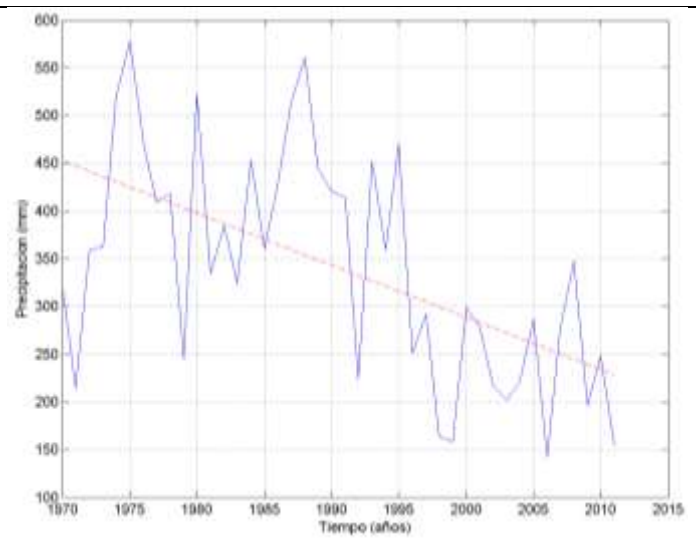
Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático



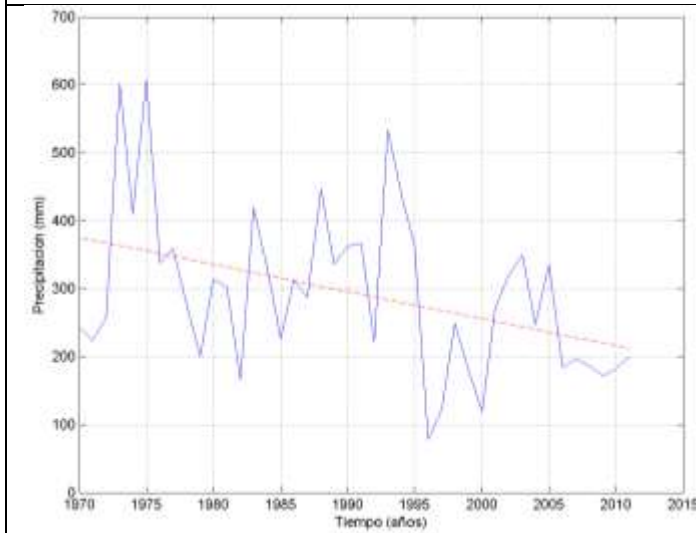
Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático



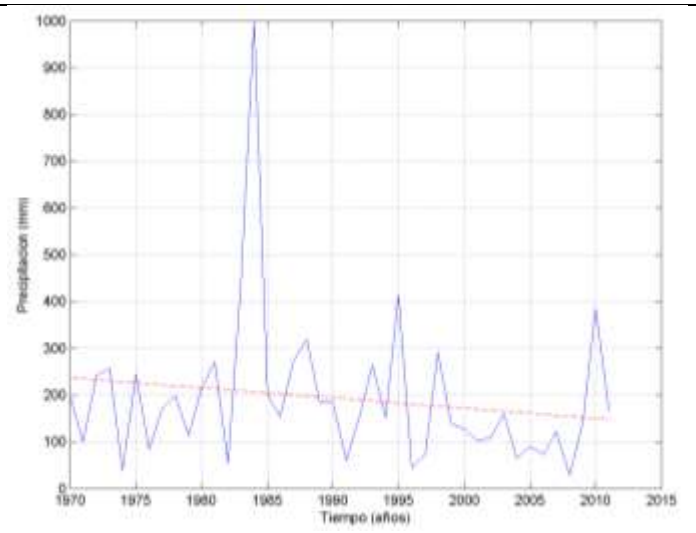
PT - Septiembre



PT - Octubre

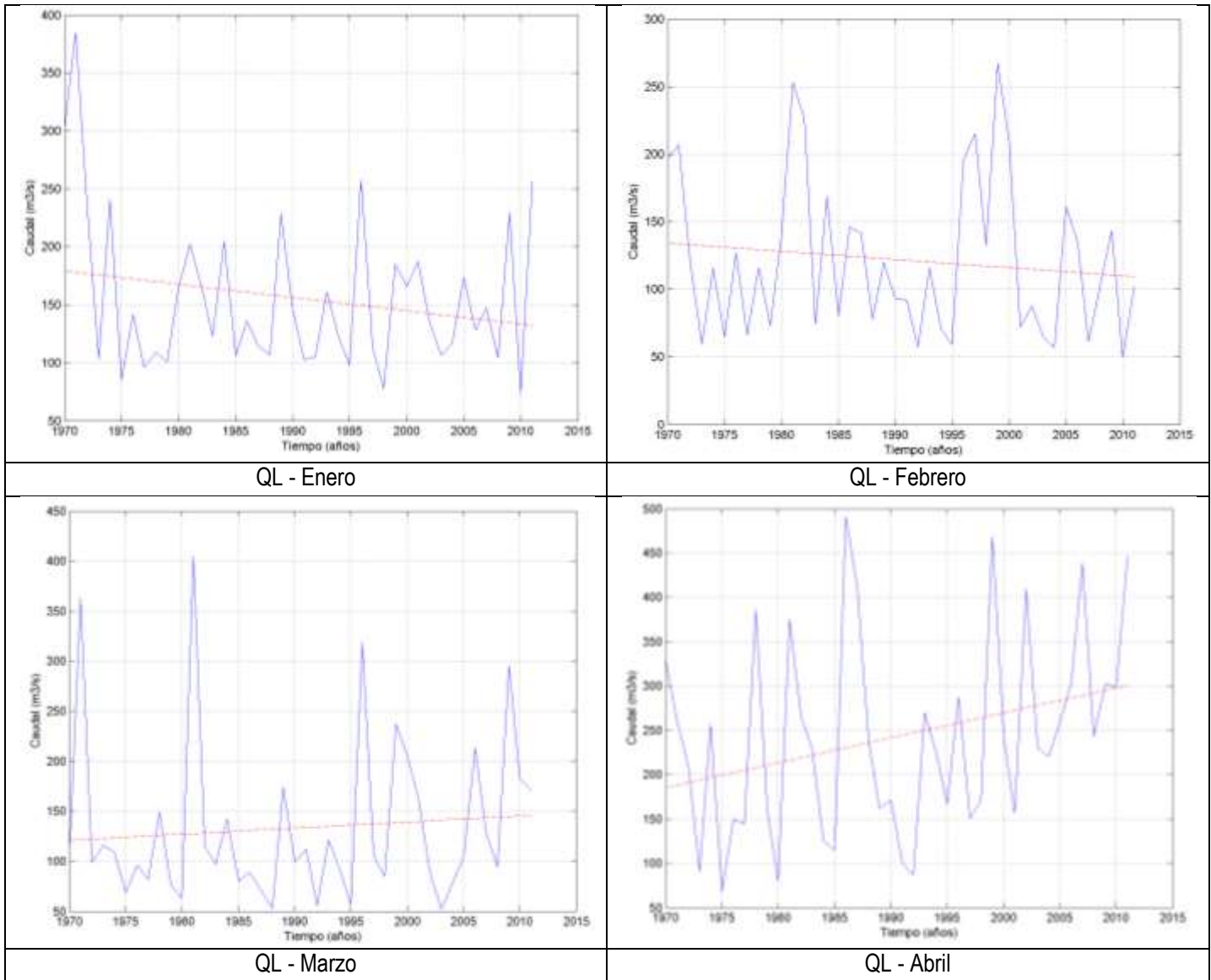


PT - Noviembre

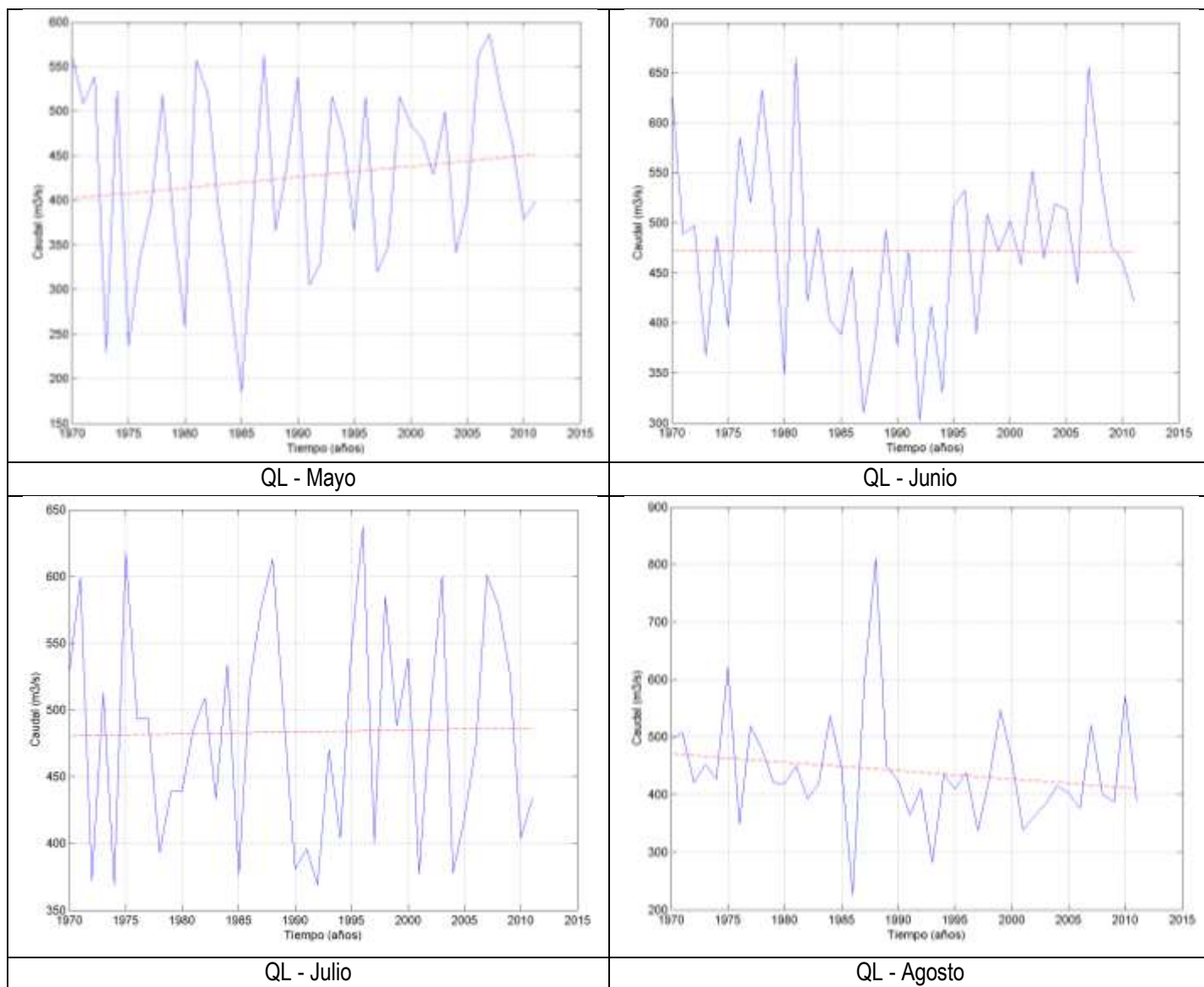


PT - Diciembre

Figura 136 Análisis de Tendencia. Regresión lineal series de Caudal Mensual Embalse CARIBE



Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático



Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático

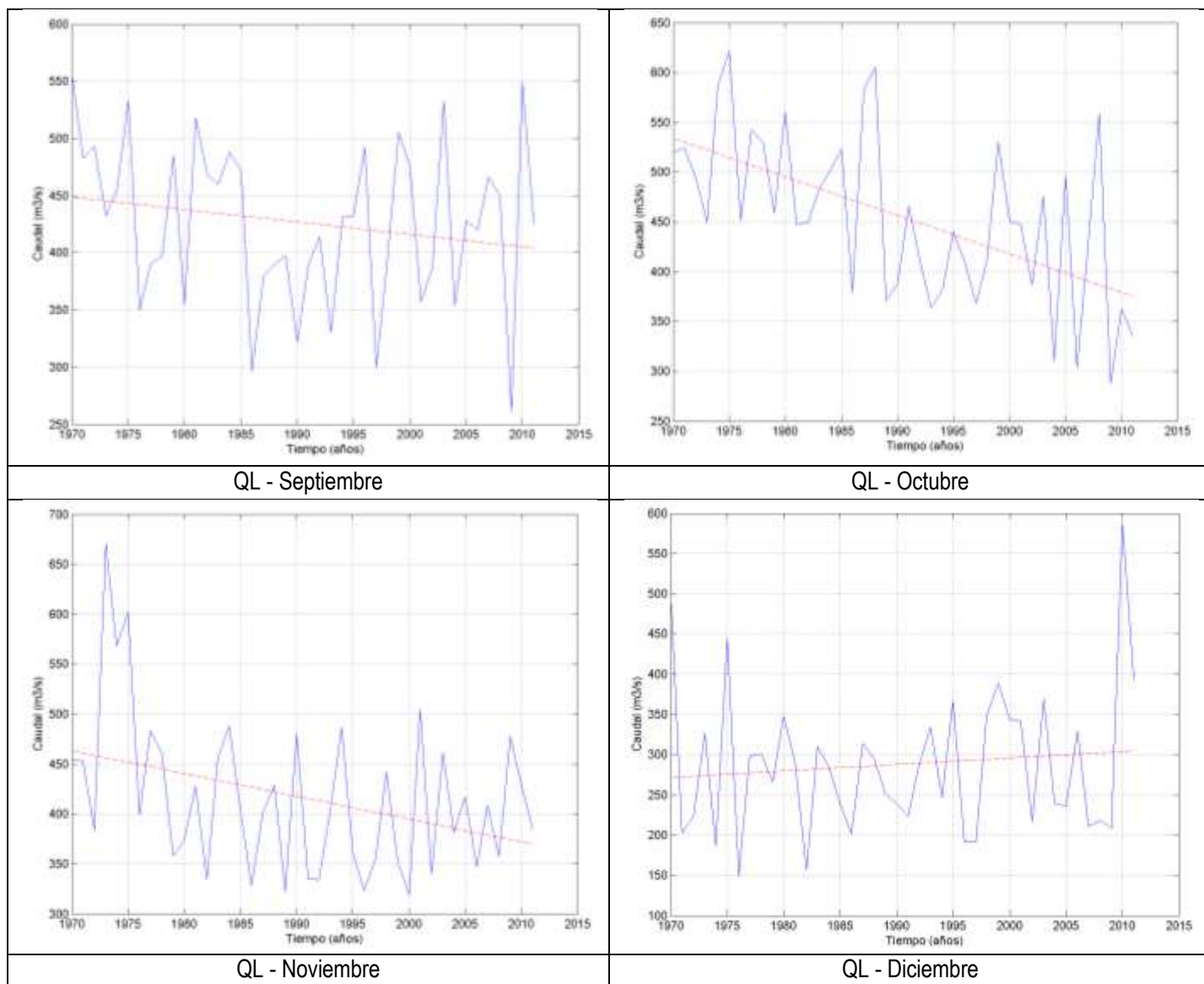
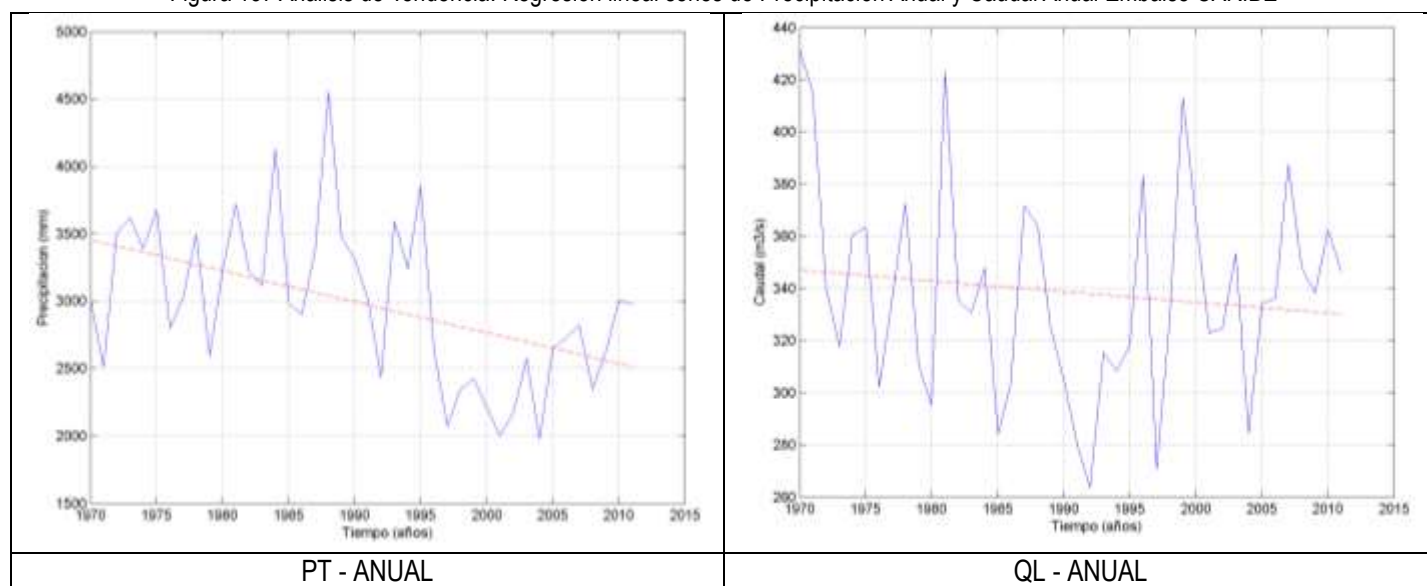


Figura 137 Análisis de Tendencia. Regresión lineal series de Precipitación Anual y Caudal Anual Embalse CARIBE



En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de precipitaciones del embalse **Caribe**. A excepción de marzo, todos los meses tienen una pendiente negativa en el modelo de regresión lineal, sin embargo, la hipótesis nula solo es rechazada en los meses de enero, febrero, septiembre, octubre y noviembre, indicando que existe una tendencia lineal significativa hacia disminución de las precipitaciones en esos meses. Adicionalmente, para la serie de precipitaciones anuales la hipótesis nula es también rechazada, por lo que se puede establecer que existe una tendencia lineal negativa en el comportamiento de las precipitaciones.

Tabla 85. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse CARIBE

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T_x	T_0	p_{val}	b_0	b_1	$b_1(\%)$
ENERO	0	Rechazada	-186	8514	0	Rechazada	-2.02	2.02	0.0248	111	-1.39	-1.70%
FEBRERO	0	Rechazada	-186	8514	0	Rechazada	-2.03	2.02	0.0244	102	-1.42	-1.98%
MARZO	1	No Rechazada	174	8514	1	No Rechazada	1.71	2.02	0.0479	72	1.35	1.34%
ABRIL	1	No Rechazada	5	8514	1	No Rechazada	-0.16	2.02	0.4363	236	-0.17	-0.07%
MAYO	1	No Rechazada	-128	8514	1	No Rechazada	-1.81	2.02	0.0387	438	-2.48	-0.64%
JUNIO	1	No Rechazada	-62	8514	1	No Rechazada	-0.67	2.02	0.2529	344	-0.68	-0.21%
JULIO	1	No Rechazada	-138	8514	1	No Rechazada	-1.45	2.02	0.0769	344	-1.64	-0.53%
AGOSTO	1	No Rechazada	-169	8514	1	No Rechazada	-1.44	2.02	0.0783	364	-1.74	-0.53%
SEPTIEMBRE	0	Rechazada	-269	8514	0	Rechazada	-2.81	2.02	0.0037	390	-3.17	-0.99%
OCTUBRE	0	Rechazada	-332	8514	0	Rechazada	-4.23	2.02	0.0001	458	-5.45	-1.60%
NOVIEMBRE	0	Rechazada	-216	8514	0	Rechazada	-2.78	2.02	0.0040	379	-3.99	-1.36%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	-138	8514	1	No Rechazada	-1.04	2.02	0.1531	239	-2.16	-1.12%
ANUAL	0	Rechazada	-281	8514	0	Rechazada	-3.38	2.02	0.0008	3477	-22.94	-0.77%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de caudales del embalse **Caribe**. La hipótesis nula es rechazada en los meses de abril, agosto, octubre y noviembre, teniéndose una tendencia negativa en todos los casos a excepción de

abril. Si bien la serie de caudales anuales presenta una pendiente negativa según el modelo de regresión, su valor no es suficiente como para rechazar la hipótesis nula en las pruebas estadísticas, por lo que se considera que la tendencia no es significativa.

Tabla 86. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse CARIBE

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	-44	8514	1	No Rechazada	-1.34	2.02	0.0930	180.44	-1.15	-0.74%
FEBRERO	1	No Rechazada	-84	8514	1	No Rechazada	-0.79	2.02	0.2158	134.80	-0.60	-0.50%
MARZO	1	No Rechazada	79	8514	1	No Rechazada	0.56	2.02	0.2897	120.58	0.61	0.45%
ABRIL	0	Rechazada	203	8514	1	No Rechazada	1.99	2.02	0.0266	182.41	2.82	1.16%
MAYO	1	No Rechazada	49	8514	1	No Rechazada	0.88	2.02	0.1916	400.61	1.20	0.28%
JUNIO	1	No Rechazada	14	8514	1	No Rechazada	-0.03	2.02	0.4875	472.52	-0.04	-0.01%
JULIO	1	No Rechazada	31	8514	1	No Rechazada	0.14	2.02	0.4461	480.40	0.15	0.03%
AGOSTO	0	Rechazada	-182	8514	1	No Rechazada	-1.17	2.02	0.1247	472.35	-1.46	-0.33%
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	-98	8514	1	No Rechazada	-1.18	2.02	0.1232	449.67	-1.08	-0.25%
OCTUBRE	0	Rechazada	-334	8514	0	Rechazada	-4.27	2.02	0.0001	537.85	-3.87	-0.85%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	-153	8514	0	Rechazada	-2.39	2.02	0.0107	465.64	-2.28	-0.55%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	53	8514	1	No Rechazada	0.68	2.02	0.2496	270.83	0.81	0.28%
ANUAL	1	No Rechazada	-19	8514	1	No Rechazada	-0.78	2.02	0.2188	347.34	-0.41	-0.12%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de precipitaciones del embalse **Antioquia 1**. En este caso, todos los meses tienen una pendiente positiva según el modelo de regresión, a excepción del mes de mayo. Las pruebas estadísticas son rechazadas en los meses de marzo, abril y noviembre por lo que se considera que la tendencia de incremento es significativa. Con respecto a la serie de precipitaciones anuales, la hipótesis nula es rechazada, por lo que se considera que existe una tendencia lineal positiva.

Tabla 87. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse ANTIOQUIA 1

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	47	8514	1	No Rechazada	0.56	2.02	0.2881	133.11	0.50	0.34%
FEBRERO	1	No Rechazada	61	8514	1	No Rechazada	0.97	2.02	0.1677	140.44	0.95	0.59%
MARZO	0	Rechazada	229	8514	0	Rechazada	2.79	2.02	0.0040	195.35	2.26	0.93%
ABRIL	1	No Rechazada	172	8514	0	Rechazada	2.40	2.02	0.0104	298.99	2.43	0.69%
MAYO	1	No Rechazada	28	8514	1	No Rechazada	-0.01	2.02	0.4959	389.08	-0.01	0.00%
JUNIO	1	No Rechazada	71	8514	1	No Rechazada	0.85	2.02	0.2004	263.51	0.90	0.32%
JULIO	1	No Rechazada	51	8514	1	No Rechazada	1.03	2.02	0.1553	239.97	1.15	0.44%
AGOSTO	1	No Rechazada	50	8514	1	No Rechazada	0.03	2.02	0.4875	314.50	0.04	0.01%
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	46	8514	1	No Rechazada	0.37	2.02	0.3581	378.16	0.37	0.10%
OCTUBRE	1	No Rechazada	97	8514	1	No Rechazada	0.88	2.02	0.1919	409.21	0.62	0.15%
NOVIEMBRE	0	Rechazada	190	8514	0	Rechazada	2.10	2.02	0.0208	290.34	1.89	0.57%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	168	8514	1	No Rechazada	1.90	2.02	0.0322	172.53	1.58	0.77%
ANUAL	0	Rechazada	263	8514	0	Rechazada	2.78	2.02	0.0041	3225.18	12.68	0.36%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de caudales del embalse **Antioquia 1**. Todos los meses presentan una pendiente positiva en el modelo de regresión lineal, con excepción del mes de agosto. Las pruebas estadísticas indican rechazo de la alternativa nula solo en el mes de diciembre, con tendencia lineal positiva. Para la serie de

caudales anuales, la hipótesis nula no es rechazada por lo que se considera que no existe tendencia significativa.

Tabla 88. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse ANTIOQUIA 1

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	65	8514	1	No Rechazada	0.67	2.02	0.2532	321.70	0.69	0.21%
FEBRERO	1	No Rechazada	31	8514	1	No Rechazada	0.43	2.02	0.3340	313.72	0.41	0.13%
MARZO	1	No Rechazada	95	8514	1	No Rechazada	0.96	2.02	0.1713	349.21	0.94	0.25%
ABRIL	1	No Rechazada	59	8514	1	No Rechazada	1.00	2.02	0.1606	439.80	1.02	0.22%
MAYO	1	No Rechazada	85	8514	1	No Rechazada	0.50	2.02	0.3103	489.93	0.51	0.10%
JUNIO	1	No Rechazada	115	8514	1	No Rechazada	1.41	2.02	0.0824	382.88	1.46	0.35%
JULIO	1	No Rechazada	57	8514	1	No Rechazada	0.83	2.02	0.2059	341.30	1.00	0.27%
AGOSTO	1	No Rechazada	-17	8514	1	No Rechazada	-0.16	2.02	0.4354	396.63	-0.21	-0.05%
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	101	8514	1	No Rechazada	1.08	2.02	0.1428	455.52	1.34	0.28%
OCTUBRE	1	No Rechazada	39	8514	1	No Rechazada	0.60	2.02	0.2757	544.26	0.62	0.11%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	101	8514	1	No Rechazada	1.52	2.02	0.0678	480.82	1.72	0.33%
DICIEMBRE	0	Rechazada	269	8514	0	Rechazada	2.43	2.02	0.0098	362.59	2.32	0.56%
ANUAL	1	No Rechazada	139	8514	1	No Rechazada	1.52	2.02	0.0676	406.53	0.98	0.23%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de precipitaciones del embalse **Antioquia 2**. De acuerdo con los resultados, todos los meses tienen una pendiente negativa en el modelo de regresión, a excepción del mes de marzo, pero la hipótesis nula solo es rechazada en el mes de octubre, y quedando cerca del umbral de rechazo los meses de mayo, agosto y septiembre. Para La serie de precipitaciones anuales, la hipótesis nula es rechazada, por lo que se considera que existe una tendencial significativa hacia la disminución de las precipitaciones.

Tabla 89. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse ANTIOQUIA 2

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	-56	8514	1	No Rechazada	-1.22	2.02	0.1149	91.54	-0.73	-0.96%
FEBRERO	1	No Rechazada	-38	8514	1	No Rechazada	-0.32	2.02	0.3745	101.09	-0.21	-0.22%
MARZO	1	No Rechazada	107	8514	1	No Rechazada	0.57	2.02	0.2847	144.99	0.40	0.26%
ABRIL	1	No Rechazada	-69	8514	1	No Rechazada	-0.70	2.02	0.2426	270.02	-0.58	-0.23%
MAYO	1	No Rechazada	-158	8514	1	No Rechazada	-1.98	2.02	0.0274	346.29	-1.76	-0.57%
JUNIO	1	No Rechazada	-102	8514	1	No Rechazada	-1.36	2.02	0.0903	268.72	-1.22	-0.50%
JULIO	1	No Rechazada	-59	8514	1	No Rechazada	-0.70	2.02	0.2450	240.32	-0.63	-0.28%
AGOSTO	1	No Rechazada	-134	8514	1	No Rechazada	-1.73	2.02	0.0459	283.95	-1.88	-0.77%
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	-115	8514	1	No Rechazada	-1.92	2.02	0.0312	330.82	-2.20	-0.78%
OCTUBRE	1	No Rechazada	-155	8514	0	Rechazada	-2.21	2.02	0.0164	358.36	-2.02	-0.64%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	12	8514	1	No Rechazada	-0.37	2.02	0.3556	231.45	-0.32	-0.14%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	-10	8514	1	No Rechazada	-0.32	2.02	0.3757	129.70	-0.21	-0.17%
ANUAL	1	No Rechazada	-99	8514	0	Rechazada	-2.14	2.02	0.0193	2797.26	-11.37	-0.45%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de caudales del embalse **Antioquia 2**. De acuerdo con los resultados de las pruebas estadísticas, ninguna de las hipótesis nulas es rechazada, por lo que se considera que tanto las series de caudales mensuales, como la serie de caudales anuales no presentan tendencias significativas a lo largo del período analizado.

Tabla 90. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse ANTIOQUIA 2

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	15	8514	1	No Rechazada	-0.58	2.02	0.2838	143.84	-0.23	-0.17%
FEBRERO	1	No Rechazada	9	8514	1	No Rechazada	-0.37	2.02	0.3581	130.52	-0.15	-0.12%
MARZO	1	No Rechazada	37	8514	1	No Rechazada	-0.17	2.02	0.4324	133.55	-0.09	-0.07%
ABRIL	1	No Rechazada	75	8514	1	No Rechazada	0.51	2.02	0.3047	162.57	0.28	0.17%
MAYO	1	No Rechazada	19	8514	1	No Rechazada	-0.40	2.02	0.3439	227.55	-0.31	-0.14%
JUNIO	1	No Rechazada	121	8514	1	No Rechazada	1.55	2.02	0.0648	193.59	1.02	0.47%
JULIO	1	No Rechazada	76	8514	1	No Rechazada	1.24	2.02	0.1104	174.62	0.96	0.49%
AGOSTO	1	No Rechazada	39	8514	1	No Rechazada	0.07	2.02	0.4731	194.19	0.05	0.03%
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	11	8514	1	No Rechazada	0.15	2.02	0.4392	227.59	0.15	0.06%
OCTUBRE	1	No Rechazada	11	8514	1	No Rechazada	0.00	2.02	0.4982	261.00	0.00	0.00%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	43	8514	1	No Rechazada	0.60	2.02	0.2766	233.28	0.48	0.20%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	65	8514	1	No Rechazada	0.55	2.02	0.2937	174.35	0.31	0.17%
ANUAL	1	No Rechazada	79	8514	1	No Rechazada	0.44	2.02	0.3311	188.05	0.21	0.11%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de precipitaciones del embalse **Caldas**. De acuerdo con los resultados, la mayor parte de las series tienen una pendiente positiva en el modelo de regresión lineal, a excepción de los meses de mayo, agosto y septiembre. La hipótesis nula es rechazada en los meses de marzo y diciembre, con tendencia lineal positiva. Para la serie de precipitaciones anuales la hipótesis nula no es rechazada.

Tabla 91. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse CALDAS

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	30	8514	1	No Rechazada	0.29	2.02	0.3851	269.74	0.45	0.16%
FEBRERO	1	No Rechazada	91	8514	1	No Rechazada	0.82	2.02	0.2091	262.68	1.38	0.47%
MARZO	0	Rechazada	187	8514	0	Rechazada	2.43	2.02	0.0099	294.83	3.47	0.94%
ABRIL	1	No Rechazada	4	8514	1	No Rechazada	0.76	2.02	0.2260	410.74	1.12	0.26%
MAYO	1	No Rechazada	-26	8514	1	No Rechazada	-0.14	2.02	0.4439	434.23	-0.19	-0.04%
JUNIO	1	No Rechazada	6	8514	1	No Rechazada	0.25	2.02	0.4012	240.63	0.34	0.14%
JULIO	1	No Rechazada	87	8514	1	No Rechazada	0.78	2.02	0.2186	185.03	1.12	0.53%
AGOSTO	1	No Rechazada	-51	8514	1	No Rechazada	-0.58	2.02	0.2829	284.15	-0.94	-0.36%
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	-28	8514	1	No Rechazada	-0.63	2.02	0.2658	394.19	-0.89	-0.24%
OCTUBRE	1	No Rechazada	18	8514	1	No Rechazada	0.24	2.02	0.4070	502.29	0.37	0.07%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	143	8514	1	No Rechazada	1.14	2.02	0.1302	442.77	2.00	0.41%
DICIEMBRE	0	Rechazada	218	8514	0	Rechazada	2.40	2.02	0.0106	296.16	4.02	1.05%
ANUAL	1	No Rechazada	113	8514	1	No Rechazada	1.19	2.02	0.1212	4017.43	12.24	0.29%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de caudales del embalse **Caldas**. La hipótesis nula es rechazada en los meses de enero, marzo con tendencia lineal positiva, y en el mes de octubre con tendencia lineal negativa. Para la serie de caudales anuales la hipótesis nula no es rechazada.

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático

Tabla 92. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse CALDAS

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	0	Rechazada	187	8514	1	No Rechazada	2.00	2.02	0.0263	69.76	0.73	0.85%
FEBRERO	1	No Rechazada	59	8514	1	No Rechazada	0.67	2.02	0.2535	75.43	0.29	0.35%
MARZO	0	Rechazada	196	8514	0	Rechazada	2.08	2.02	0.0217	68.03	0.84	0.98%
ABRIL	1	No Rechazada	53	8514	1	No Rechazada	0.71	2.02	0.2414	88.51	0.21	0.23%
MAYO	1	No Rechazada	-32	8514	1	No Rechazada	-0.63	2.02	0.2657	106.02	-0.21	-0.21%
JUNIO	1	No Rechazada	-7	8514	1	No Rechazada	0.02	2.02	0.4918	69.84	0.01	0.01%
JULIO	1	No Rechazada	55	8514	1	No Rechazada	0.03	2.02	0.4874	47.12	0.01	0.02%
AGOSTO	1	No Rechazada	-123	8514	1	No Rechazada	-1.43	2.02	0.0798	56.78	-0.40	-0.83%
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	-73	8514	1	No Rechazada	-1.15	2.02	0.1280	76.29	-0.40	-0.60%
OCTUBRE	1	No Rechazada	-159	8514	0	Rechazada	-2.03	2.02	0.0244	116.73	-0.75	-0.75%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	-49	8514	1	No Rechazada	-0.56	2.02	0.2900	134.11	-0.28	-0.22%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	135	8514	1	No Rechazada	1.75	2.02	0.0440	94.84	0.93	0.81%
ANUAL	1	No Rechazada	29	8514	1	No Rechazada	0.34	2.02	0.3696	83.62	0.08	0.09%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de precipitaciones del embalse **Cauca**. De acuerdo con los resultados, todas las series tienen una pendiente positiva en el modelo de regresión lineal, a excepción del mes de agosto. La hipótesis nula es rechazada en los meses de marzo, julio y diciembre, con tendencia lineal positiva en todos los casos. Para La serie de precipitaciones anuales la hipótesis nula no es rechazada.

Tabla 93. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse CAUCA

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	15	8514	1	No Rechazada	0.12	2.02	0.4524	104.58	0.08	0.08%
FEBRERO	1	No Rechazada	16	8514	1	No Rechazada	0.38	2.02	0.3517	112.29	0.28	0.24%
MARZO	0	Rechazada	215	8514	1	No Rechazada	0.99	2.02	0.1634	149.25	0.67	0.41%
ABRIL	1	No Rechazada	121	8514	1	No Rechazada	1.67	2.02	0.0515	192.24	1.14	0.53%
MAYO	1	No Rechazada	76	8514	1	No Rechazada	0.40	2.02	0.3461	212.38	0.23	0.11%
JUNIO	1	No Rechazada	142	8514	1	No Rechazada	1.80	2.02	0.0400	123.81	1.04	0.71%
JULIO	1	No Rechazada	154	8514	0	Rechazada	2.19	2.02	0.0170	91.62	1.33	1.11%
AGOSTO	1	No Rechazada	-14	8514	1	No Rechazada	-0.28	2.02	0.3903	130.06	-0.19	-0.15%
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	7	8514	1	No Rechazada	0.28	2.02	0.3887	168.01	0.17	0.10%
OCTUBRE	1	No Rechazada	26	8514	1	No Rechazada	0.39	2.02	0.3497	236.53	0.23	0.09%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	83	8514	1	No Rechazada	1.83	2.02	0.0369	192.24	1.27	0.58%
DICIEMBRE	0	Rechazada	202	8514	1	No Rechazada	1.99	2.02	0.0265	119.42	1.25	0.85%
ANUAL	1	No Rechazada	170	8514	1	No Rechazada	1.98	2.02	0.0270	1832.41	7.49	0.38%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de caudales del embalse **Cauca**. En todos los meses, excepto abril y julio, se obtiene una pendiente negativa en el modelo de regresión lineal, sin embargo, de acuerdo con los resultados de las pruebas estadísticas, ninguna de las hipótesis nulas es rechazada, por lo que se considera que tanto las series de caudales mensuales, como la serie de caudales anuales no presentan tendencias significativas a lo largo del período analizado

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático

Tabla 94. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse CAUCA

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	-64	8514	1	No Rechazada	-1.06	2.02	0.1468	877.52	-4.17	-0.53%
FEBRERO	1	No Rechazada	-66	8514	1	No Rechazada	-1.07	2.02	0.1457	806.26	-4.48	-0.63%
MARZO	1	No Rechazada	-65	8514	1	No Rechazada	-0.30	2.02	0.3835	785.97	-1.36	-0.18%
ABRIL	1	No Rechazada	0	8514	1	No Rechazada	0.35	2.02	0.3623	908.46	1.50	0.16%
MAYO	1	No Rechazada	-36	8514	1	No Rechazada	-0.48	2.02	0.3183	1177.96	-1.92	-0.17%
JUNIO	1	No Rechazada	-24	8514	1	No Rechazada	-0.25	2.02	0.4026	971.05	-0.84	-0.09%
JULIO	1	No Rechazada	-2	8514	1	No Rechazada	0.07	2.02	0.4710	696.03	0.20	0.03%
AGOSTO	1	No Rechazada	-95	8514	1	No Rechazada	-1.31	2.02	0.0992	702.93	-3.79	-0.61%
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	-85	8514	1	No Rechazada	-1.19	2.02	0.1202	821.50	-4.76	-0.66%
OCTUBRE	1	No Rechazada	-181	8514	1	No Rechazada	-1.70	2.02	0.0483	1197.06	-6.99	-0.67%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	-147	8514	1	No Rechazada	-1.78	2.02	0.0409	1519.46	-9.24	-0.70%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	-16	8514	1	No Rechazada	-0.12	2.02	0.4523	1126.10	-0.59	-0.05%
ANUAL	1	No Rechazada	-109	8514	1	No Rechazada	-1.08	2.02	0.1433	965.86	-3.04	-0.34%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de precipitaciones del embalse **Tolima**. La hipótesis nula es rechazada solamente en el mes de abril con tendencia lineal positiva. Para La serie de precipitaciones anuales la hipótesis nula no es rechazada.

Tabla 95. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse TOLIMA

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	115	8514	1	No Rechazada	1.13	2.02	0.1324	141.21	1.15	0.69%
FEBRERO	1	No Rechazada	15	8514	1	No Rechazada	0.53	2.02	0.3004	161.33	0.61	0.35%
MARZO	1	No Rechazada	123	8514	1	No Rechazada	0.87	2.02	0.1957	207.71	0.84	0.37%
ABRIL	0	Rechazada	186	8514	1	No Rechazada	1.93	2.02	0.0302	237.05	1.78	0.65%
MAYO	1	No Rechazada	-150	8514	1	No Rechazada	-1.42	2.02	0.0810	288.20	-1.51	-0.59%
JUNIO	1	No Rechazada	14	8514	1	No Rechazada	0.19	2.02	0.4243	130.66	0.15	0.11%
JULIO	1	No Rechazada	142	8514	1	No Rechazada	0.84	2.02	0.2017	89.49	0.68	0.65%
AGOSTO	1	No Rechazada	-67	8514	1	No Rechazada	-0.30	2.02	0.3832	104.64	-0.26	-0.26%
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	-61	8514	1	No Rechazada	-0.45	2.02	0.3262	174.02	-0.39	-0.23%
OCTUBRE	1	No Rechazada	-81	8514	1	No Rechazada	-0.88	2.02	0.1923	302.52	-0.90	-0.32%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	-7	8514	1	No Rechazada	-0.45	2.02	0.3279	283.66	-0.36	-0.13%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	133	8514	1	No Rechazada	1.66	2.02	0.0526	185.88	1.46	0.67%
ANUAL	1	No Rechazada	63	8514	1	No Rechazada	0.76	2.02	0.2245	2306.36	3.27	0.14%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de caudales del embalse **Tolima**. La hipótesis nula es rechazada en los meses de junio y julio, con tendencia lineal positiva en ambos casos. Para la serie de caudales anuales la hipótesis nula no es rechazada

Tabla 96. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse TOLIMA

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	-34	8514	1	No Rechazada	-0.28	2.02	0.3912	12.78	-0.01	-0.11%
FEBRERO	1	No Rechazada	-50	8514	1	No Rechazada	0.10	2.02	0.4607	12.80	0.01	0.05%
MARZO	1	No Rechazada	7	8514	1	No Rechazada	0.07	2.02	0.4724	14.48	0.00	0.03%
ABRIL	1	No Rechazada	38	8514	1	No Rechazada	0.31	2.02	0.3797	18.43	0.02	0.11%
MAYO	1	No Rechazada	71	8514	1	No Rechazada	0.26	2.02	0.3985	22.94	0.02	0.08%
JUNIO	0	Rechazada	201	8514	1	No Rechazada	1.79	2.02	0.0400	20.47	0.12	0.51%
JULIO	1	No Rechazada	169	8514	0	Rechazada	2.38	2.02	0.0111	19.18	0.11	0.51%
AGOSTO	1	No Rechazada	157	8514	1	No Rechazada	0.48	2.02	0.3154	18.17	0.03	0.15%
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	55	8514	1	No Rechazada	0.16	2.02	0.4386	16.59	0.01	0.05%
OCTUBRE	1	No Rechazada	87	8514	1	No Rechazada	-0.19	2.02	0.4241	19.88	-0.02	-0.08%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	-15	8514	1	No Rechazada	-0.24	2.02	0.4047	19.65	-0.01	-0.07%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	124	8514	1	No Rechazada	0.51	2.02	0.3077	15.51	0.03	0.18%
ANUAL	1	No Rechazada	65	8514	1	No Rechazada	0.61	2.02	0.2727	17.57	0.02	0.14%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de precipitaciones del embalse **Pacífico**. De acuerdo con los resultados, todas las series presenta pendiente negativa en el modelo de regresión lineal, sin embargo, ninguna de las pruebas estadísticas es rechazada, por lo que se considera que tanto las series de precipitaciones mensuales, como la serie de precipitaciones anuales no presentan tendencias significativas a lo largo del período analizado.

Tabla 97. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse PACIFICO

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	-135	8514	1	No Rechazada	-1.44	2.02	0.0784	397.30	-2.54	-0.74%
FEBRERO	1	No Rechazada	-152	8514	1	No Rechazada	-1.61	2.02	0.0572	336.00	-2.39	-0.84%
MARZO	1	No Rechazada	-57	8514	1	No Rechazada	-0.72	2.02	0.2383	326.85	-0.94	-0.31%
ABRIL	1	No Rechazada	-62	8514	1	No Rechazada	-0.59	2.02	0.2798	411.93	-0.87	-0.22%
MAYO	1	No Rechazada	-113	8514	1	No Rechazada	-1.47	2.02	0.0742	499.38	-2.75	-0.63%
JUNIO	1	No Rechazada	-56	8514	1	No Rechazada	-1.40	2.02	0.0846	386.02	-2.09	-0.61%
JULIO	1	No Rechazada	-51	8514	1	No Rechazada	-1.18	2.02	0.1220	367.03	-2.03	-0.63%
AGOSTO	1	No Rechazada	-60	8514	1	No Rechazada	-1.12	2.02	0.1348	367.38	-1.99	-0.61%
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	-136	8514	1	No Rechazada	-1.26	2.02	0.1067	473.22	-2.11	-0.49%
OCTUBRE	1	No Rechazada	-122	8514	1	No Rechazada	-1.41	2.02	0.0835	533.65	-2.30	-0.47%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	-91	8514	1	No Rechazada	-0.15	2.02	0.4419	483.41	-0.32	-0.07%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	-158	8514	1	No Rechazada	-1.96	2.02	0.0286	488.07	-3.35	-0.81%
ANUAL	1	No Rechazada	-174	8514	1	No Rechazada	-1.74	2.02	0.0444	5070.24	-23.68	-0.52%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de caudales del embalse **Pacífico**. De acuerdo con los resultados, ninguna de las pruebas estadísticas es rechazada, por lo que se considera que tanto las series de caudales mensuales, como la serie de caudales anuales no presentan tendencias significativas a lo largo del período analizado.

Tabla 98. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse PACIFICO

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	1	8514	1	No Rechazada	-0.03	2.02	0.4861	43.71	-0.01	-0.01%
FEBRERO	1	No Rechazada	-18	8514	1	No Rechazada	-0.36	2.02	0.3617	41.13	-0.07	-0.17%
MARZO	1	No Rechazada	-7	8514	1	No Rechazada	-0.26	2.02	0.3997	39.77	-0.04	-0.10%
ABRIL	1	No Rechazada	134	8514	1	No Rechazada	1.04	2.02	0.1523	46.51	0.19	0.37%
MAYO	1	No Rechazada	-86	8514	1	No Rechazada	-1.18	2.02	0.1221	58.18	-0.17	-0.31%
JUNIO	1	No Rechazada	-50	8514	1	No Rechazada	-0.37	2.02	0.3551	46.10	-0.05	-0.10%
JULIO	1	No Rechazada	30	8514	1	No Rechazada	0.46	2.02	0.3236	31.88	0.06	0.19%
AGOSTO	1	No Rechazada	-45	8514	1	No Rechazada	-0.84	2.02	0.2019	33.72	-0.13	-0.42%
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	-53	8514	1	No Rechazada	-1.15	2.02	0.1281	42.99	-0.18	-0.47%
OCTUBRE	1	No Rechazada	-99	8514	1	No Rechazada	-1.30	2.02	0.1003	62.93	-0.23	-0.39%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	-7	8514	1	No Rechazada	-0.01	2.02	0.4958	63.73	0.00	0.00%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	38	8514	1	No Rechazada	0.32	2.02	0.3754	51.95	0.05	0.10%
ANUAL	1	No Rechazada	-27	8514	1	No Rechazada	-0.55	2.02	0.2913	46.88	-0.05	-0.10%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de precipitaciones del embalse **Bogotá**. La hipótesis nula es rechazada solamente en el mes de septiembre con tendencia lineal negativa. Para la serie de precipitaciones anuales la hipótesis nula no es rechazada.

Tabla 99. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse BOGOTA

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	36	8514	1	No Rechazada	0.04	2.02	0.4853	35.92	0.01	0.03%
FEBRERO	1	No Rechazada	32	8514	1	No Rechazada	0.69	2.02	0.2475	46.26	0.20	0.40%
MARZO	1	No Rechazada	67	8514	1	No Rechazada	0.94	2.02	0.1753	69.15	0.34	0.45%
ABRIL	1	No Rechazada	21	8514	1	No Rechazada	0.50	2.02	0.3081	106.00	0.28	0.25%
MAYO	1	No Rechazada	102	8514	1	No Rechazada	0.92	2.02	0.1812	107.79	0.42	0.36%
JUNIO	1	No Rechazada	-59	8514	1	No Rechazada	-1.18	2.02	0.1234	104.34	-0.40	-0.41%
JULIO	1	No Rechazada	-81	8514	1	No Rechazada	-0.60	2.02	0.2753	93.07	-0.17	-0.19%
AGOSTO	1	No Rechazada	-134	8514	1	No Rechazada	-1.77	2.02	0.0419	84.90	-0.39	-0.52%
SEPTIEMBRE	0	Rechazada	-199	8514	0	Rechazada	-2.13	2.02	0.0197	87.66	-0.64	-0.87%
OCTUBRE	1	No Rechazada	107	8514	1	No Rechazada	0.90	2.02	0.1863	101.74	0.43	0.39%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	27	8514	1	No Rechazada	1.15	2.02	0.1285	87.92	0.52	0.53%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	144	8514	1	No Rechazada	1.30	2.02	0.0999	45.13	0.41	0.76%
ANUAL	1	No Rechazada	1	8514	1	No Rechazada	0.60	2.02	0.2764	969.88	1.01	0.10%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de caudales del embalse **Bogotá**. La hipótesis nula es rechazada solamente en el mes de agosto, con tendencia lineal positiva. Para la serie de caudales anuales la hipótesis nula no es rechazada

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático

Tabla 100. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse BOGOTA

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	-3	8514	1	No Rechazada	-0.53	2.02	0.3006	10.09	-0.05	-0.53%
FEBRERO	1	No Rechazada	20	8514	1	No Rechazada	0.16	2.02	0.4367	9.33	0.01	0.13%
MARZO	1	No Rechazada	55	8514	1	No Rechazada	1.39	2.02	0.0866	9.42	0.22	1.56%
ABRIL	1	No Rechazada	133	8514	1	No Rechazada	0.85	2.02	0.2006	22.29	0.26	0.95%
MAYO	1	No Rechazada	39	8514	1	No Rechazada	0.62	2.02	0.2689	36.75	0.24	0.56%
JUNIO	1	No Rechazada	15	8514	1	No Rechazada	0.63	2.02	0.2645	38.97	0.18	0.43%
JULIO	1	No Rechazada	89	8514	1	No Rechazada	0.47	2.02	0.3187	41.25	0.12	0.28%
AGOSTO	1	No Rechazada	171	8514	0	Rechazada	2.09	2.02	0.0216	25.45	0.22	0.74%
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	-118	8514	1	No Rechazada	-1.39	2.02	0.0856	26.15	-0.18	-0.80%
OCTUBRE	1	No Rechazada	29	8514	1	No Rechazada	0.03	2.02	0.4877	32.77	0.01	0.02%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	39	8514	1	No Rechazada	0.81	2.02	0.2117	36.68	0.29	0.67%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	137	8514	1	No Rechazada	1.55	2.02	0.0641	15.74	0.42	1.71%
ANUAL	1	No Rechazada	11	8514	1	No Rechazada	1.07	2.02	0.1444	25.41	0.15	0.51%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de precipitaciones del embalse **Huila**. De acuerdo con los resultados, todas las series tienen una pendiente negativa en el modelo de regresión lineal, a excepción del mes de diciembre. La hipótesis nula es rechazada en los meses de julio, agosto y septiembre. Para la serie de precipitaciones anuales la hipótesis nula no es rechazada.

Tabla 101. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse HUILA

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	-4	8514	1	No Rechazada	-0.09	2.02	0.4652	99.61	-0.06	-0.06%
FEBRERO	1	No Rechazada	-51	8514	1	No Rechazada	-0.20	2.02	0.4221	123.93	-0.11	-0.09%
MARZO	1	No Rechazada	-73	8514	1	No Rechazada	-0.89	2.02	0.1884	167.43	-0.47	-0.30%
ABRIL	1	No Rechazada	62	8514	1	No Rechazada	1.03	2.02	0.1537	167.78	0.50	0.28%
MAYO	1	No Rechazada	-45	8514	1	No Rechazada	-0.87	2.02	0.1944	188.79	-0.46	-0.26%
JUNIO	1	No Rechazada	-122	8514	1	No Rechazada	-1.03	2.02	0.1550	160.46	-0.37	-0.24%
JULIO	0	Rechazada	-252	8514	0	Rechazada	-3.51	2.02	0.0006	160.66	-0.96	-0.69%
AGOSTO	0	Rechazada	-320	8514	0	Rechazada	-3.93	2.02	0.0002	133.83	-1.21	-1.12%
SEPTIEMBRE	0	Rechazada	-301	8514	0	Rechazada	-3.59	2.02	0.0004	136.74	-1.23	-1.11%
OCTUBRE	1	No Rechazada	-58	8514	1	No Rechazada	-0.72	2.02	0.2372	169.34	-0.37	-0.23%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	-12	8514	1	No Rechazada	-0.03	2.02	0.4897	164.78	-0.01	-0.01%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	136	8514	1	No Rechazada	1.75	2.02	0.0439	108.75	0.82	0.65%
ANUAL	1	No Rechazada	-136	8514	1	No Rechazada	-1.67	2.02	0.0513	1782.09	-3.93	-0.23%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de caudales del embalse **Huila**. De acuerdo con los resultados, a excepción de abril y diciembre, todas las series tienen una pendiente negativa en el modelo de regresión lineal, a excepción del mes de junio. La hipótesis nula es rechazada en los meses de septiembre, octubre y noviembre, y también para la serie de caudales anuales, indicando que existe una tendencia lineal hacia la disminución de los caudales en el período analizado.

Tabla 102. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse HUILA

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	-109	8514	1	No Rechazada	-1.11	2.02	0.1359	166.27	-1.11	-0.78%
FEBRERO	1	No Rechazada	-151	8514	1	No Rechazada	-1.65	2.02	0.0528	189.99	-1.82	-1.20%
MARZO	1	No Rechazada	-108	8514	1	No Rechazada	-1.19	2.02	0.1202	211.48	-1.33	-0.73%
ABRIL	1	No Rechazada	-82	8514	1	No Rechazada	-0.95	2.02	0.1749	244.29	-0.82	-0.36%
MAYO	1	No Rechazada	-150	8514	1	No Rechazada	-1.35	2.02	0.0925	272.04	-1.27	-0.52%
JUNIO	1	No Rechazada	37	8514	1	No Rechazada	0.73	2.02	0.2336	224.83	0.67	0.28%
JULIO	1	No Rechazada	-43	8514	1	No Rechazada	-0.43	2.02	0.3348	249.27	-0.44	-0.18%
AGOSTO	1	No Rechazada	-129	8514	1	No Rechazada	-1.07	2.02	0.1464	191.28	-0.61	-0.34%
SEPTIEMBRE	0	Rechazada	-351	8514	0	Rechazada	-4.35	2.02	0.0000	188.40	-2.20	-1.56%
OCTUBRE	0	Rechazada	-307	8514	0	Rechazada	-2.97	2.02	0.0025	237.20	-2.68	-1.50%
NOVIEMBRE	0	Rechazada	-205	8514	0	Rechazada	-2.52	2.02	0.0078	270.60	-2.39	-1.09%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	-16	8514	1	No Rechazada	-0.13	2.02	0.4471	200.90	-0.13	-0.07%
ANUAL	0	Rechazada	-217	8514	0	Rechazada	-2.28	2.02	0.0138	220.54	-1.18	-0.60%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de precipitaciones del embalse **Oriente 1**. De acuerdo con los resultados, ninguna de las pruebas estadísticas es rechazada, por lo que se considera que tanto las series de precipitaciones mensuales, como la serie de precipitaciones anuales no presentan tendencias significativas a lo largo del período analizado.

Tabla 103. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse ORIENTE 1

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	94	8514	1	No Rechazada	0.03	2.02	0.4863	52.54	0.01	0.02%
FEBRERO	1	No Rechazada	3	8514	1	No Rechazada	0.24	2.02	0.4069	72.55	0.10	0.13%
MARZO	1	No Rechazada	124	8514	1	No Rechazada	1.29	2.02	0.1025	106.17	0.67	0.56%
ABRIL	1	No Rechazada	-4	8514	1	No Rechazada	-0.27	2.02	0.3952	189.47	-0.19	-0.10%
MAYO	1	No Rechazada	-9	8514	1	No Rechazada	-0.61	2.02	0.2713	199.28	-0.33	-0.17%
JUNIO	1	No Rechazada	-103	8514	1	No Rechazada	-1.19	2.02	0.1211	142.24	-0.40	-0.30%
JULIO	1	No Rechazada	-164	8514	1	No Rechazada	-0.59	2.02	0.2787	128.78	-0.21	-0.17%
AGOSTO	1	No Rechazada	-45	8514	1	No Rechazada	-0.12	2.02	0.4511	127.60	-0.04	-0.03%
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	-113	8514	1	No Rechazada	-0.91	2.02	0.1852	158.74	-0.39	-0.26%
OCTUBRE	1	No Rechazada	-28	8514	1	No Rechazada	-0.42	2.02	0.3381	205.32	-0.24	-0.12%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	74	8514	1	No Rechazada	0.70	2.02	0.2444	148.97	0.38	0.24%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	60	8514	1	No Rechazada	0.71	2.02	0.2409	74.99	0.28	0.34%
ANUAL	1	No Rechazada	-47	8514	1	No Rechazada	-0.16	2.02	0.4386	1606.66	-0.36	-0.02%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de caudales del embalse **Oriente 1**. De acuerdo con los resultados, todas las series poseen pendiente negativa en el modelo de regresión lineal, no obstante, ninguna de las pruebas estadísticas es rechazada, por lo que se considera que tanto las series de caudales mensuales, como la serie de caudales anuales no presentan tendencias significativas a lo largo del período analizado.

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático

Tabla 104. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse ORIENTE 1

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	4	8514	1	No Rechazada	-0.94	2.02	0.1771	249.05	-1.33	-0.60%
FEBRERO	1	No Rechazada	0	8514	1	No Rechazada	-0.23	2.02	0.4087	233.04	-0.36	-0.16%
MARZO	1	No Rechazada	41	8514	1	No Rechazada	-0.18	2.02	0.4294	310.59	-0.32	-0.10%
ABRIL	1	No Rechazada	-26	8514	1	No Rechazada	-0.64	2.02	0.2636	600.63	-1.92	-0.34%
MAYO	1	No Rechazada	-95	8514	1	No Rechazada	-1.69	2.02	0.0492	879.38	-5.72	-0.76%
JUNIO	1	No Rechazada	-29	8514	1	No Rechazada	-0.70	2.02	0.2435	586.30	-1.49	-0.27%
JULIO	1	No Rechazada	7	8514	1	No Rechazada	-0.59	2.02	0.2790	418.74	-0.78	-0.19%
AGOSTO	1	No Rechazada	-71	8514	1	No Rechazada	-0.65	2.02	0.2605	405.12	-0.88	-0.23%
SEPTIEMBRE	1	No Rechazada	-43	8514	1	No Rechazada	-0.77	2.02	0.2214	531.45	-1.65	-0.33%
OCTUBRE	1	No Rechazada	-119	8514	1	No Rechazada	-1.66	2.02	0.0527	862.00	-5.07	-0.67%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	-55	8514	1	No Rechazada	-1.26	2.02	0.1082	859.41	-4.61	-0.61%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	-37	8514	1	No Rechazada	-0.71	2.02	0.2414	439.30	-1.37	-0.33%
ANUAL	1	No Rechazada	-127	8514	1	No Rechazada	-1.76	2.02	0.0429	531.25	-2.12	-0.44%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de precipitaciones del embalse **Oriente 2**. De acuerdo con los resultados, todas las series tienen una pendiente negativa en el modelo de regresión lineal. La hipótesis nula es rechazada en los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre, octubre, y en la serie de precipitaciones anuales, indicando que existe una tendencia significativa hacia la disminución de las precipitaciones en el período analizado.

Tabla 105. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Precipitaciones Embalse ORIENTE 2

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	-158	8514	1	No Rechazada	-2.02	2.02	0.0251	79.05	-0.92	-1.55%
FEBRERO	1	No Rechazada	-75	8514	1	No Rechazada	-0.76	2.02	0.2268	113.38	-0.63	-0.63%
MARZO	1	No Rechazada	-116	8514	1	No Rechazada	-1.54	2.02	0.0657	199.94	-1.10	-0.62%
ABRIL	1	No Rechazada	-181	8514	0	Rechazada	-2.04	2.02	0.0238	339.08	-1.94	-0.65%
MAYO	1	No Rechazada	-177	8514	0	Rechazada	-2.28	2.02	0.0139	436.61	-2.50	-0.65%
JUNIO	0	Rechazada	-353	8514	0	Rechazada	-4.34	2.02	0.0000	520.13	-4.88	-1.18%
JULIO	0	Rechazada	-374	8514	0	Rechazada	-4.73	2.02	0.0000	495.86	-5.09	-1.32%
AGOSTO	0	Rechazada	-412	8514	0	Rechazada	-5.73	2.02	0.0000	415.13	-4.35	-1.35%
SEPTIEMBRE	0	Rechazada	-382	8514	0	Rechazada	-5.23	2.02	0.0000	330.95	-3.44	-1.34%
OCTUBRE	0	Rechazada	-357	8514	0	Rechazada	-3.73	2.02	0.0003	308.63	-2.66	-1.06%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	-116	8514	1	No Rechazada	-1.33	2.02	0.0954	212.80	-0.86	-0.44%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	-134	8514	1	No Rechazada	-1.31	2.02	0.0982	114.45	-0.76	-0.78%
ANUAL	0	Rechazada	-427	8514	0	Rechazada	-6.05	2.02	0.0000	3566.01	-29.14	-0.99%

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de las pruebas de tendencia para las series de caudales del embalse **Oriente 2**. De acuerdo con los resultados, todas las series tienen una pendiente negativa en el modelo de regresión lineal, a excepción de abril, mayo, noviembre y diciembre. La hipótesis nula es rechazada en los meses de septiembre y octubre. Para la serie de caudales anuales la hipótesis nula es no rechazada, aunque el valor del estadístico se encuentra muy cerca del umbral de rechazo de la prueba, sugiriendo que la tendencia podría ser significativa.

Tabla 106. Resultados de Pruebas de Tendencia a Series de Caudales Embalse ORIENTE 2

MES	Prueba No Paramétrica				Prueba Paramétrica							
	Val	HIPOTESIS (Ho)	S	Var(S)	Val	HIPOTESIS (Ho)	T _x	T ₀	p _{val}	b ₀	b ₁	b ₁ (%)
ENERO	1	No Rechazada	-44	8514	1	No Rechazada	-1.68	2.02	0.0501	21.42	-0.17	-0.98%
FEBRERO	1	No Rechazada	-70	8514	1	No Rechazada	-0.83	2.02	0.2046	23.00	-0.13	-0.63%
MARZO	1	No Rechazada	-27	8514	1	No Rechazada	-0.23	2.02	0.4112	32.92	-0.05	-0.15%
ABRIL	1	No Rechazada	23	8514	1	No Rechazada	0.36	2.02	0.3619	64.33	0.12	0.18%
MAYO	1	No Rechazada	36	8514	1	No Rechazada	0.40	2.02	0.3470	104.44	0.16	0.15%
JUNIO	1	No Rechazada	-121	8514	1	No Rechazada	-1.10	2.02	0.1383	153.13	-0.54	-0.39%
JULIO	1	No Rechazada	-151	8514	1	No Rechazada	-1.45	2.02	0.0770	162.15	-0.80	-0.55%
AGOSTO	1	No Rechazada	-175	8514	1	No Rechazada	-1.81	2.02	0.0384	120.93	-0.62	-0.58%
SEPTIEMBRE	0	Rechazada	-247	8514	0	Rechazada	-3.03	2.02	0.0021	88.56	-0.63	-0.85%
OCTUBRE	0	Rechazada	-205	8514	1	No Rechazada	-1.94	2.02	0.0295	73.39	-0.40	-0.62%
NOVIEMBRE	1	No Rechazada	90	8514	1	No Rechazada	1.05	2.02	0.1501	48.23	0.19	0.37%
DICIEMBRE	1	No Rechazada	33	8514	1	No Rechazada	0.20	2.02	0.4201	30.09	0.03	0.09%
ANUAL	1	No Rechazada	-139	8514	1	No Rechazada	-1.96	2.02	0.0282	76.88	-0.24	-0.33%

Recopilando los resultados del análisis de tendencia para las series de precipitaciones, se encuentra que en los embalses agregados Caribe, Antioquia 2, Pacífico, Huila, Oriente 1 y Oriente 2, el modelo de regresión lineal presenta una pendiente negativa en la mayoría de los meses, es decir que existe una disminución de los valores medios de precipitación mensual a lo largo del período analizado, sin embargo, las pruebas estadísticas mostraron que esta tendencia negativa es significativa solo en los casos de los embalses Caribe, Antioquia 2 y Oriente 2. Por otro lado, en los embalses agregados Antioquia 1, Caldas y Cauca el modelo de regresión indica un aumento en los valores medios de precipitación, pero en estos casos la tendencia positiva es significativa solo para el embalse Antioquia 1.

En cuanto a los resultados del análisis de tendencia para las series de caudales, se encuentra que las afluencias siguen un comportamiento similar al de las precipitaciones, en cuanto a incrementos o disminuciones de los valores medios a lo largo del tiempo en cada embalse agregado, no obstante, la mayoría de las pruebas estadísticas indicaron no rechazo de la hipótesis nula, lo cual sugiere que las tendencias encontradas en los caudales no son significativas desde el punto de vista estadístico.

13.2.5. EVALUACIÓN DE LA ECUACIÓN FOKKER - PLANCK - KOLMOGOROV (FPK) VERSIÓN PSEUDO-ESTACIONARIA.

El modelo propuesto parte de un núcleo determinista que describe el comportamiento del proceso lluvia – escorrentía, en el cual se incluyen el coeficiente de escorrentía y tiempo de concentración de la cuenca, parámetros que de forma implícita representan la cobertura del suelo y distribución de la vegetación existente. A través de la ponderación espacial de la ecuación bidimensional de flujo inestable de Saint Venant se obtiene el siguiente operador matemático de primer orden (Kovalenko, 1993):

Ecuación 82

$$\frac{dQ}{dt} = -\frac{Q}{k\tau} + \frac{\dot{X}}{\tau}$$

Donde: X : es la precipitación, Q : es el caudal, K : es el coeficiente de escorrentía, τ : representa las características inerciales de la cuenca.

- **Obtención de parámetros para la condición actual**

Al tener en cuenta el carácter aleatorio del proceso lluvia – escorrentía expresado mediante la ecuación anterior, se pueden definir entonces los siguientes términos para las características de la cuenca y las perturbaciones externas (precipitación):

Ecuación 83

$$C = -\frac{1}{k\tau} \quad ; \quad N = \frac{\dot{X}}{\tau}$$

$$C = \bar{C} + \tilde{C} \quad ; \quad N = \bar{N} + \tilde{N}$$

Donde, $\bar{C}$ y $\bar{N}$ son los valores medios de las variables C y N respectivamente y $\tilde{C}$ y $\tilde{N}$ representan ruidos blancos con intensidades $G_{\tilde{C}}$ y $G_{\tilde{N}}$.

Reemplazando en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se obtiene:

Ecuación 84

$$\frac{dQ(t)}{dt} = (\bar{C} + \tilde{C})Q(t) + (\bar{N} + \tilde{N})$$

Haciendo la suposición de que $\tilde{C}$ y $\tilde{N}$ representan ruidos blancos, el estado del sistema dependerá únicamente del valor o estado inmediatamente anterior, por lo que se puede considerar que el modelo constituye un proceso de Markov, el cual puede ser descrito por la ecuación de Fokker-Planck-Kolmogorov (FPK):

Ecuación 85

$$\frac{\partial p(Q,t)}{\partial t} = -\frac{\partial}{\partial Q} [A(Q,t)p(Q,t)] + 0.5 \frac{\partial^2}{\partial Q^2} [B(Q,t)p(Q,t)]$$

Donde: $p(Q,t)$ es la función de densidad de probabilidad (fdp) asociada a los caudales medios, $A(Q,t)$ es un coeficiente que determina cómo se desplaza la fdp a través del eje de las abscisas Q (coeficiente de

traslación), y $B(Q,t)$ es un coeficiente que determina cómo se aplasta o se estira la fdp (coeficiente de difusión).

Los coeficientes $A(Q,t)$ y $B(Q,t)$ dependen de las características de los ruidos asociados a los parámetros C y N y pueden expresarse de la siguiente forma (Kovalenko, 1993):

Ecuación 86

$$A(Q,t) = -(\bar{C} - 0.5G_{\tilde{C}})Q - 0.5G_{\tilde{C}\tilde{N}} + \bar{N}$$

$$B(Q,t) = G_{\tilde{C}}Q^2 - 2G_{\tilde{C}\tilde{N}}Q + G_{\tilde{N}}$$

En esta ecuación $G_{\tilde{C}}$ y $G_{\tilde{N}}$ representan las intensidades de los ruidos $\tilde{C}$ y $\tilde{N}$, mientras que $G_{\tilde{C}\tilde{N}}$ representa la intensidad cruzada entre estos ruidos.

Suponiendo que el régimen hidrológico actual es estacionario y que el régimen futuro producido por los cambios en la cuenca y el clima, también será estacionario, es posible simplificar la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** igualando la derivada parcial de la probabilidad con respecto al tiempo a cero, obteniéndose la FPK pseudo estacionaria.

En estas condiciones, la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se transforma en una ecuación de Pearson con la siguiente forma:

Ecuación 87

$$\frac{dP}{dQ} = \frac{Q - a}{b_0 + b_1Q + b_2Q^2} P$$

Donde: a , b_0 , b_1 y b_2 son los coeficientes de Pearson.

Las expresiones de los parámetros a , b_0 , b_1 y b_2 vienen relacionadas en este caso particular con los estadísticos de los parámetros C y N de la siguiente forma (Domínguez Calle, 2007):

Ecuación 88

$$a = \frac{G_{\tilde{C}\tilde{N}} + 2\bar{N}}{2\bar{C} + G_{\tilde{C}}}; \quad b_0 = -\frac{G_{\tilde{N}}}{2\bar{C} + G_{\tilde{C}}};$$

$$b_1 = \frac{G_{\tilde{CN}}}{2\bar{C} + G_{\tilde{C}}}; \quad b_2 = -\frac{G_{\tilde{C}}}{2\bar{C} + G_{\tilde{C}}};$$

A partir de la ecuación de Pearson, puede llegarse a un sistema de ecuaciones que relaciona los momentos estadísticos α_n (n es el orden del momento) de la distribución de caudales con los parámetros a , b_0 , b_1 y b_2 (Kovalenko, 1993):

Ecuación 89

$$\alpha_{n-1}nb_0 + \alpha_n[(n+1)b_1 - a] + \alpha_{n+1}[(n+2)b_2 + 1] = 0$$

Para el presente estudio se consideraran únicamente los tres primeros momentos de la distribución, puesto que las longitudes de las series no son lo suficientemente largas para estimar con precisión aceptable los momentos de orden superior. La anterior disposición implica que b_2 sea igual a cero según la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, y también que $G_{\tilde{C}}$ sea cero según **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

Reorganizando la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** obtenemos:

Ecuación 90

$$a = E(Q) * (1 - 0.5 * b * C_v^2)$$

$$b_0 = E(Q)^2 * C_v^2 * (0.5b - 1)$$

$$b_1 = -0.5E(Q) * b * C_v^2$$

Ecuación 91

$$G_{\tilde{CN}} = \frac{E(N) * b_1}{a - 0.5b_1}$$

$$G_{\tilde{N}} = -\frac{2E(N) * b_0}{a - 0.5b_1}$$

$$\bar{C} = \frac{1}{k(1 - 0.25b * C_v^2)}$$

Los parámetros k y b se pueden expresar de la siguiente forma:

Ecuación 92

$$k = \frac{E(Q)}{E(N)} \quad ; \quad b = \frac{C_s}{C_v}$$

- **Estimación de parámetros para la condición futura**

Los parámetros $\bar{C}$, $G_{\tilde{N}}$, $G_{\tilde{C}\tilde{N}}$ identificados siguiendo el procedimiento descrito le corresponden al régimen hidrológico actual. Para el régimen hidrológico final, es necesario asumir que $G_{\tilde{N}}$ y $G_{\tilde{C}\tilde{N}}$ permanecen constantes pues no existe actualmente un método para pronosticar su valor final, suposición que se le conoce como hipótesis de intensidades de ruido invariantes, cuya verificación puede encontrarse en (Hassidoff A, 2008).

Con respecto al parámetro $\bar{C}$, es posible estimar su valor para la condición futura conociendo el valor futuro del parámetro k , puesto que estos se encuentran relacionados de acuerdo con la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** La estimación del valor futuro de k puede realizarse considerando potenciales los cambios en la vegetación y cobertura del suelo de la cuenca, es decir suponiendo incrementos o disminuciones en los valores esperados del coeficiente de escorrentía bajo los distintos escenarios de sensibilidad o cambio climático.

Identificado el nuevo valor de $\bar{C}$, y suponiendo como válida la hipótesis de ruidos invariantes para $G_{\tilde{N}}$, $G_{\tilde{C}\tilde{N}}$, es posible obtener los valores de los coeficientes de Pearson para la condición futura, siguiendo la

¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.. Para establecer el valor futuro del parámetro $\bar{N}$ se considerarán los cambios en el régimen de precipitaciones según los pronósticos de cambio climático de los escenarios formulados por el IDEAM.

Con los valores de los coeficientes a_{pr} , b_{0pr} y b_{1pr} , se estimarán los momentos estadísticos del régimen para la condición futura, desarrollando y reorganizando la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.:**

Ecuación 93

$$\begin{aligned} M_1 &= a_{pr} - b_{0pr} \\ M_2 &= M_1 a_{pr} - b_{0pr} - 2M_1 * b_{1pr} \\ M_3 &= M_2 a_{pr} - 2M_1 * b_{0pr} - 3M_2 b_{1pr} \end{aligned}$$

Finalmente, los valores de $E(Q)$, C_v y C_s para la nueva condición pueden establecerse mediante:

Ecuación 94

$$E(Q)_{pr} = M_1$$

$$C_{Vpr} = \frac{(M_2 - E(Q)_{pr})^2}{E(Q)_{pr}}$$

$$C_{Spr} = \frac{M_3 - 3M_2M_1 + 2M_1^3}{(C_{Vpr}^3 * M_1^3)}$$

A partir de estos tres estadísticos es posible definir los estadísticos de la función de densidad de probabilidad correspondiente al régimen hidrológico futuro.

13.2.6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El ejercicio se realizó para todos los embalses agregados considerando las distribuciones de los caudales mensuales por separado. En total se consideraron 34 escenarios de sensibilidad analizando las posibles combinaciones de incremento o disminución en las variables de precipitación y coeficiente de escorrentía, para la precipitación (X) se consideraron cambios entre -30% y +30% con respecto a la precipitación actual; mientras que para el coeficiente de escorrentía (K) se consideraron cambios entre -20% y +20% con respecto al coeficiente actual. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta la guía con la identificación de los escenarios de sensibilidad analizados.

Tabla 107 Guía de escenarios de sensibilidad por cambios en la precipitación y el coeficiente de escorrentía

# Escenario		K (%)				
		0	-20	-10	+10	+20
X (%)	0	0	5	6	7	8
	-20	1	9	10	11	12
	-10	2	13	14	15	16
	+10	3	17	18	19	20
	+20	4	21	22	23	24
	-30	25	26	27	28	29
	+30	30	31	32	33	34

A manera de ejemplo, en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan os resultados de la calibración de la ecuación FPK pseudo-estacionaria aplicada a los caudales mensuales del embalse Antioquia 1 para la condición actual, y en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** los resultados de la simulación de los caudales mensuales para un escenario de sensibilidad como condición futura.

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático

Tabla 108 Resultados de calibración FPK pseudo-estacionaria para embalse Antioquia 1 - Condición actual

Condición Actual																
MES	α_1	α_2	α_3	X	τ	Qm	Cv	Cs	a	bo	b1	N	K	C	G _{CN}	G _N
Ene	155	25523	4462922	144	1.0	155.4	0.240	1.292	131.29	2351.88	-24.07	144	1.08	1.00	-24.1	-4718.2
Feb	149	23315	3848909	161	1.0	148.8	0.229	0.847	134.43	987.28	-14.42	161	0.93	1.14	-16.4	-2241.3
Mar	170	30237	5593988	244	1.0	170.5	0.201	0.967	153.91	1649.33	-16.56	244	0.70	1.50	-24.9	-4959.9
Abr	213	46712	10523302	351	1.0	213.1	0.168	0.443	205.21	407.76	-7.93	351	0.61	1.68	-13.3	-1369.4
May	231	54672	13234379	389	1.0	231.1	0.153	0.448	223.21	579.39	-7.92	389	0.59	1.71	-13.6	-1983.7
Jun	191	37934	7788346	283	1.0	191.2	0.195	0.103	189.25	-1022.63	-1.92	283	0.68	1.49	-2.9	3042.3
Jul	167	29836	5627572	265	1.0	167.4	0.254	0.353	159.90	-550.28	-7.51	265	0.63	1.62	-12.2	1780.2
Ago	181	34711	6997878	315	1.0	181.0	0.244	0.090	179.00	-1597.51	-1.98	315	0.57	1.75	-3.5	5597.8
Sep	223	51873	12478128	386	1.0	223.5	0.196	0.280	217.34	-553.92	-6.15	386	0.58	1.75	-10.8	1940.8
Oct	257	67525	18065021	423	1.0	257.3	0.141	0.300	251.88	86.88	-5.44	423	0.61	1.66	-9.0	-288.4
Nov	238	58545	14958382	331	1.0	237.6	0.191	0.653	222.80	1457.73	-14.85	331	0.72	1.44	-21.3	-4191.6
Dic	190	37506	7645682	207	1.0	190.4	0.187	0.498	181.48	419.82	-8.88	207	0.92	1.11	-9.9	-932.9

Tabla 109 Resultados de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse Antioquia 1 - Condición futura Escenario de Sensibilidad ($\Delta N = +20\%$, $\Delta K = +0\%$)

ΔN	ΔK	Condición Futura														
-20%	0%															
N _{proy}	K _{proy}	G _{CN}	G _N	C _{proy}	a _{proy}	bo _{proy}	b1 _{proy}	α_1	α_2	α_3	Qm _{proy}	Cv _{proy}	Cs _{proy}			
115	1.08	-24.1	-4718.2	1.00	102.63	2351.88	-24.07	127	16748	2332061	126.7	0.21	1.82			
129	0.93	-16.4	-2241.3	1.14	106.10	987.28	-14.42	121	15276	2043648	120.5	0.23	1.05			
195	0.70	-24.9	-4959.9	1.50	121.47	1649.33	-16.56	138	19691	2915192	138.0	0.18	1.31			
281	0.61	-13.3	-1369.4	1.68	163.38	407.76	-7.93	171	30297	5530779	171.3	0.18	0.51			
311	0.59	-13.6	-1983.7	1.71	177.78	579.39	-7.92	186	35374	6913895	185.7	0.16	0.53			
226	0.68	-2.9	3042.3	1.49	151.21	-1022.63	-1.92	153	24764	4200183	153.1	0.24	0.11			
212	0.63	-12.2	1780.2	1.62	127.17	-550.28	-7.51	135	19702	3097793	134.7	0.29	0.38			
252	0.57	-3.5	5597.8	1.75	143.01	-1597.51	-1.98	145	22905	3874881	145.0	0.30	0.09			
309	0.58	-10.8	1940.8	1.75	173.26	-553.92	-6.15	179	33842	6686107	179.4	0.23	0.30			
338	0.61	-9.0	-288.4	1.66	200.96	86.88	-5.44	206	43636	9444982	206.4	0.16	0.34			
265	0.72	-21.3	-4191.6	1.44	176.75	1457.73	-14.85	192	38097	7872012	191.6	0.19	0.80			
165	0.92	-9.9	-932.9	1.11	144.30	419.82	-8.88	153	24402	4042445	153.2	0.20	0.58			

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los resultados de cambios porcentuales en los caudales promedio mensuales y coeficientes de variación del embalse Antioquia 1, estos valores fueron obtenidos mediante la simulación con la ecuación FPK pseudo-estacionaria considerando los cambios en precipitación y coeficiente de escorrentía de los escenarios propuestos para el análisis de sensibilidad.

Revisando los cambios porcentuales en los caudales promedio mensuales, se observa que los caudales se encuentran relacionados de forma directa y proporcional con las variaciones en la precipitación y el coeficiente de escorrentía, resultado que era de esperarse si se tiene en cuenta la formulación inicial del modelo lluvia escorrentía y el esquema de cálculo de la ecuación FPK pseudo-estacionaria.

De los resultados se obtiene que los máximos incrementos o disminuciones en los caudales promedios mensuales se encuentran en el rango entre $\Delta Q = -42\%$ para los escenarios donde se tenían cambios extremos negativos en la precipitación y coeficiente de escorrentía ($\Delta K = -20\%$, $\Delta K = -30\%$); y $\Delta Q = +56\%$ para los escenarios donde se tenían cambios extremos positivos en la precipitación y coeficiente de escorrentía ($\Delta K = +20\%$, $\Delta K = +30\%$).

Por otra parte, los resultados de cambios porcentuales en el coeficiente de variación (CV) muestran comportamientos diferentes para todos los meses, indicando que la variabilidad de la oferta no sigue un patrón único de incremento o disminución con respecto a los cambios en la precipitación y coeficiente de escorrentía.

De acuerdo con la tabla de resultados del embalse Antioquia 1 para los caudales del mes de enero, el CV se encuentra en relación directa con respecto a la precipitación y el coeficiente de escorrentía, en los escenarios de disminución de estos parámetros se tienen reducciones en el CV de hasta -65%, mientras que para los escenarios de incremento de los parámetros se tienen aumentos en CV del orden del 12%. Similar comportamiento presenta el caudal mensual de marzo, donde las reducciones del CV son del orden de -44%, y los incrementos del orden de +11%.

En contraste con este comportamiento, para los meses de junio, julio y agosto, el CV de los caudales se encuentra en relación inversa con respecto a los valores de precipitación y el coeficiente de escorrentía, en los escenarios donde se simulan cambios negativos en estos parámetros de la ecuación, se obtienen aumentos del CV del orden de hasta 53%, mientras que en los escenarios donde se simulan cambios positivos, se obtienen reducciones en CV de hasta -26%.

Los resultados de los caudales en los demás meses presentan comportamientos intermedios con respecto a los dos patrones descritos en los párrafos anteriores, en algunos casos el CV tiene por un lado relación inversa con respecto a la precipitación, y por otro lado tiene relación directa con respecto al coeficiente de escorrentía, como por ejemplo en el mes de diciembre.

Las características del régimen futuro de afluencias explicadas anteriormente, corresponden a los resultados de simulación de la ecuación FPK pseudo-estacionaria para el embalse Antioquia 1, los cuales sirven como ejemplo representativo de los resultados encontrados en los demás embalses. Por efectos del espacio que ocupan las tablas de resultados de todos los embalses, a continuación se presentan cuadros resumen con los valores promedio de los cambios porcentuales en los caudales mensuales y los CV de cada embalse:

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación
del sector energético colombiano frente al cambio climático

Tabla 110 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse Antioquia 1..
Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación para los meses Enero - Abril

Caudal Promedio Mensual							Coeficiente de Variación Caudal Mensual (Cv)						
Enero		ΔK (%)					Enero		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-42%	-35%	-28%	-20%	-13%	ΔX (%)	-30	-65%	-65%	-30%	-12%	1%
	-20	-35%	-27%	-18%	-10%	-2%		-20	-66%	-31%	-13%	-1%	9%
	-10	-27%	-18%	-9%	0%	9%		-10	-37%	-17%	-5%	5%	12%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	-24%	-10%	0%	7%	13%
	+10	-13%	-2%	9%	20%	31%		+10	-17%	-6%	2%	8%	13%
	+20	-5%	7%	18%	30%	42%		+20	-13%	-3%	3%	8%	13%
	+30	2%	15%	28%	40%	53%		+30	-10%	-2%	3%	8%	12%
Febrero		ΔK (%)					Febrero		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-43%	-36%	-29%	-21%	-14%	ΔX (%)	-30	-29%	-14%	-4%	4%	10%
	-20	-35%	-27%	-19%	-11%	-3%		-20	-19%	-8%	-1%	5%	10%
	-10	-28%	-19%	-10%	0%	9%		-10	-14%	-6%	0%	5%	9%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	-11%	-5%	0%	4%	7%
	+10	-12%	-1%	10%	20%	31%		+10	-10%	-5%	-1%	2%	5%
	+20	-5%	7%	19%	31%	43%		+20	-10%	-6%	-2%	0%	3%
	+30	3%	16%	29%	41%	54%		+30	-11%	-7%	-4%	-1%	1%
Marzo		ΔK (%)					Marzo		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-43%	-36%	-29%	-21%	-14%	ΔX (%)	-30	-44%	-44%	-22%	-7%	4%
	-20	-35%	-27%	-19%	-11%	-3%		-20	-46%	-23%	-9%	1%	9%
	-10	-28%	-19%	-10%	0%	9%		-10	-28%	-13%	-3%	5%	11%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	-19%	-8%	0%	6%	11%
	+10	-12%	-1%	10%	20%	31%		+10	-14%	-5%	1%	6%	10%
	+20	-5%	7%	19%	31%	43%		+20	-12%	-4%	1%	6%	9%
	+30	3%	16%	29%	41%	54%		+30	-10%	-4%	1%	5%	8%
Abril		ΔK (%)					Abril		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-49%	-42%	-36%	-29%	-23%	ΔX (%)	-30	3%	8%	11%	13%	16%
	-20	-41%	-34%	-27%	-19%	-12%		-20	1%	5%	7%	9%	11%
	-10	-34%	-26%	-18%	-10%	-1%		-10	-1%	1%	3%	5%	7%
	0	-27%	-18%	-9%	0%	9%		0	-4%	-2%	0%	1%	3%
	+10	-20%	-10%	0%	10%	20%		+10	-7%	-5%	-3%	-2%	-1%
	+20	-13%	-2%	9%	20%	31%		+20	-9%	-8%	-6%	-5%	-4%
	+30	-6%	6%	18%	30%	41%		+30	-12%	-10%	-9%	-8%	-7%

Tabla 111 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse Antioquia 1.
Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación para los meses Mayo - Agosto

Mayo		ΔK (%)					Mayo		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-44%	-37%	-29%	-22%	-15%	ΔX (%)	-30	-5%	2%	7%	11%	14%
	-20	-36%	-28%	-20%	-12%	-4%		-20	-4%	1%	5%	8%	11%
	-10	-28%	-19%	-10%	-1%	8%		-10	-5%	-1%	3%	5%	7%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	-6%	-3%	0%	2%	4%
	+10	-12%	-1%	10%	21%	32%		+10	-8%	-5%	-3%	-1%	1%
	+20	-4%	8%	20%	32%	44%		+20	-10%	-7%	-5%	-4%	-2%
	+30	4%	17%	29%	42%	55%		+30	-11%	-9%	-8%	-6%	-5%
Junio		ΔK (%)					Junio		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-44%	-37%	-30%	-23%	-16%	ΔX (%)	-30	50%	43%	37%	32%	27%
	-20	-36%	-28%	-20%	-12%	-4%		-20	33%	27%	22%	17%	13%
	-10	-28%	-19%	-10%	-1%	8%		-10	19%	14%	10%	6%	2%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	9%	4%	0%	-3%	-6%
	+10	-12%	-1%	10%	21%	32%		+10	0%	-4%	-8%	-11%	-14%
	+20	-4%	8%	20%	32%	44%		+20	-7%	-11%	-14%	-17%	-20%
	+30	4%	17%	30%	43%	56%		+30	-13%	-17%	-20%	-23%	-25%
Julio		ΔK (%)					Julio		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-43%	-36%	-29%	-22%	-15%	ΔX (%)	-30	32%	29%	26%	24%	22%
	-20	-36%	-28%	-20%	-12%	-3%		-20	21%	18%	16%	14%	12%
	-10	-28%	-19%	-10%	-1%	8%		-10	11%	9%	7%	5%	4%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	4%	2%	0%	-1%	-3%
	+10	-12%	-1%	10%	21%	32%		+10	-3%	-4%	-6%	-7%	-8%
	+20	-4%	8%	20%	32%	43%		+20	-8%	-10%	-11%	-12%	-13%
	+30	3%	16%	29%	42%	55%		+30	-13%	-14%	-15%	-16%	-17%
Agosto		ΔK (%)					Agosto		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-44%	-37%	-30%	-23%	-16%	ΔX (%)	-30	53%	45%	39%	33%	28%
	-20	-36%	-28%	-20%	-12%	-4%		-20	35%	28%	23%	18%	14%
	-10	-28%	-19%	-10%	-1%	8%		-10	21%	15%	10%	6%	2%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	10%	4%	0%	-4%	-7%
	+10	-12%	-1%	10%	21%	32%		+10	1%	-4%	-8%	-12%	-15%
	+20	-4%	8%	20%	32%	44%		+20	-7%	-11%	-15%	-18%	-21%
	+30	4%	17%	30%	43%	56%		+30	-14%	-18%	-21%	-24%	-26%

Tabla 112 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse Antioquia 1.
Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación para los meses Septiembre - Diciembre

Septiembre		ΔK (%)					Septiembre		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-44%	-37%	-30%	-23%	-16%	ΔX (%)	-30	32%	29%	26%	24%	22%
	-20	-36%	-28%	-20%	-12%	-4%		-20	20%	18%	15%	14%	12%
	-10	-28%	-19%	-10%	-1%	8%		-10	11%	9%	7%	5%	4%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	4%	2%	0%	-1%	-2%
	+10	-12%	-1%	10%	21%	32%		+10	-3%	-4%	-6%	-7%	-8%
	+20	-4%	8%	20%	32%	44%		+20	-8%	-10%	-11%	-12%	-13%
	+30	4%	17%	30%	43%	56%		+30	-13%	-14%	-15%	-16%	-17%
Octubre		ΔK (%)					Octubre		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-44%	-37%	-30%	-23%	-16%	ΔX (%)	-30	16%	17%	18%	18%	19%
	-20	-36%	-28%	-20%	-12%	-4%		-20	10%	10%	11%	11%	12%
	-10	-28%	-19%	-10%	-1%	8%		-10	4%	5%	5%	5%	6%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	-1%	0%	0%	0%	1%
	+10	-12%	-1%	10%	21%	32%		+10	-5%	-5%	-4%	-4%	-4%
	+20	-4%	8%	20%	32%	44%		+20	-9%	-8%	-8%	-8%	-8%
	+30	4%	17%	30%	43%	56%		+30	-12%	-12%	-12%	-11%	-11%
Noviembre		ΔK (%)					Noviembre		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-43%	-36%	-29%	-22%	-15%	ΔX (%)	-30	-19%	-8%	0%	6%	11%
	-20	-36%	-27%	-19%	-11%	-3%		-20	-13%	-5%	2%	6%	10%
	-10	-28%	-19%	-10%	-1%	8%		-10	-10%	-4%	1%	5%	8%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	-9%	-4%	0%	3%	6%
	+10	-12%	-1%	10%	21%	32%		+10	-9%	-5%	-2%	1%	3%
	+20	-4%	7%	19%	31%	43%		+20	-10%	-6%	-3%	-1%	1%
	+30	3%	16%	29%	42%	55%		+30	-11%	-8%	-5%	-3%	-2%
Diciembre		ΔK (%)					Diciembre		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-43%	-36%	-29%	-22%	-15%	ΔX (%)	-30	3%	7%	10%	13%	15%
	-20	-36%	-28%	-20%	-11%	-3%		-20	1%	4%	7%	9%	11%
	-10	-28%	-19%	-10%	-1%	8%		-10	-2%	1%	3%	5%	7%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	-4%	-2%	0%	1%	3%
	+10	-12%	-1%	10%	21%	32%		+10	-7%	-5%	-3%	-2%	-1%
	+20	-4%	8%	20%	31%	43%		+20	-9%	-7%	-6%	-5%	-4%
	+30	3%	16%	29%	42%	55%		+30	-12%	-10%	-9%	-8%	-7%

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático

Tabla 113 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse CARIBE.. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.

Promedio Mensuales		ΔK (%)					Promedio Mensuales		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-43%	-35%	-28%	-21%	-14%	ΔX (%)	-30	-4%	0%	5%	10%	13%
	-20	-35%	-27%	-19%	-11%	-3%		-20	-5%	0%	4%	8%	10%
	-10	-28%	-18%	-9%	0%	9%		-10	-6%	-1%	2%	5%	7%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	-7%	-3%	0%	2%	4%
	+10	-12%	-2%	9%	20%	31%		+10	-8%	-5%	-2%	-1%	1%
	+20	-5%	7%	19%	31%	43%		+20	-9%	-7%	-5%	-3%	-2%
	+30	3%	15%	28%	41%	54%		+30	-11%	-9%	-7%	-6%	-5%

Tabla 114 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse ANTIOQUIA 1.. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.

Simulacros porcentuales de cambios medio y extremo de variables financieras de las variables mensuales													
Promedio Mensuales		ΔK (%)					Promedio Mensuales		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-43%	-36%	-29%	-22%	-15%	ΔX (%)	-30	2%	4%	10%	13%	16%
	-20	-36%	-28%	-20%	-11%	-3%		-20	-3%	3%	7%	9%	11%
	-10	-28%	-19%	-10%	-1%	8%		-10	-3%	1%	4%	5%	7%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	-4%	-2%	0%	1%	2%
	+10	-12%	-1%	10%	21%	32%		+10	-7%	-5%	-3%	-2%	-1%
	+20	-4%	8%	20%	31%	43%		+20	-9%	-8%	-6%	-6%	-5%
	+30	3%	16%	29%	42%	55%		+30	-12%	-10%	-9%	-9%	-8%

Tabla 115 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse ANTIOQUIA 2.. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.

Promedio Mensuales		ΔK (%)					Promedio Mensuales		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-43%	-35%	-28%	-21%	-14%	ΔX (%)	-30	-18%	-11%	-1%	6%	11%
	-20	-35%	-27%	-19%	-11%	-3%		-20	-17%	-6%	1%	6%	10%
	-10	-28%	-18%	-9%	0%	9%		-10	-12%	-4%	1%	5%	8%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	-10%	-4%	0%	3%	6%
	+10	-12%	-2%	9%	20%	31%		+10	-10%	-5%	-2%	1%	3%
	+20	-5%	7%	19%	31%	43%		+20	-10%	-6%	-3%	-1%	1%
	+30	3%	15%	28%	41%	54%		+30	-11%	-8%	-5%	-3%	-2%

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático

Tabla 116 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse CALDAS.. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.

Promedio Mensuales		ΔK (%)					Promedio Mensuales		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-42%	-35%	-28%	-21%	-13%	ΔX (%)	-30	10%	13%	14%	16%	17%
	-20	-35%	-27%	-19%	-10%	-2%		-20	6%	8%	9%	10%	11%
	-10	-27%	-18%	-9%	0%	9%		-10	2%	3%	4%	5%	6%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	-2%	-1%	0%	1%	1%
	+10	-13%	-2%	9%	20%	31%		+10	-5%	-4%	-4%	-3%	-3%
	+20	-5%	7%	19%	30%	42%		+20	-9%	-8%	-7%	-7%	-6%
	+30	2%	15%	28%	41%	53%		+30	-11%	-11%	-10%	-10%	-10%

Tabla 117 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse CAUCA. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.

Promedio Mensuales		ΔK (%)					Promedio Mensuales		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-42%	-34%	-27%	-20%	-12%	ΔX (%)	-30	-4%	2%	7%	11%	13%
	-20	-34%	-26%	-18%	-10%	-2%		-20	-4%	1%	5%	8%	10%
	-10	-27%	-18%	-9%	0%	9%		-10	-5%	-1%	2%	5%	7%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	-6%	-3%	0%	2%	4%
	+10	-13%	-2%	9%	20%	31%		+10	-8%	-5%	-2%	-1%	1%
	+20	-6%	6%	18%	30%	42%		+20	-9%	-7%	-5%	-3%	-2%
	+30	2%	14%	27%	40%	52%		+30	-11%	-9%	-7%	-6%	-4%

Tabla 118 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse TOLIMA. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.

Promedio Mensuales		ΔK (%)					Promedio Mensuales		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-42%	-35%	-28%	-21%	-14%	ΔX (%)	-30	-20%	-13%	-6%	4%	10%
	-20	-35%	-27%	-19%	-10%	-2%		-20	-17%	-10%	-1%	5%	10%
	-10	-27%	-18%	-9%	0%	9%		-10	-17%	-6%	0%	5%	9%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	-12%	-5%	0%	4%	7%
	+10	-13%	-2%	9%	20%	31%		+10	-11%	-5%	-1%	2%	4%
	+20	-5%	7%	19%	30%	42%		+20	-11%	-6%	-2%	0%	2%
	+30	2%	15%	28%	41%	54%		+30	-11%	-7%	-4%	-2%	0%

Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático

Tabla 119 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse PACIFICO. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.

Promedio Mensuales		ΔK (%)					Promedio Mensuales		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-43%	-36%	-29%	-22%	-15%	ΔX (%)	-30	34%	30%	28%	25%	23%
	-20	-36%	-28%	-20%	-11%	-3%		-20	22%	19%	16%	14%	12%
	-10	-28%	-19%	-10%	-1%	8%		-10	12%	10%	7%	5%	4%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	5%	2%	0%	-2%	-3%
	+10	-12%	-1%	10%	21%	32%		+10	-2%	-4%	-6%	-8%	-9%
	+20	-4%	8%	20%	31%	43%		+20	-8%	-10%	-12%	-13%	-14%
	+30	3%	16%	29%	42%	55%		+30	-13%	-15%	-16%	-18%	-19%

Tabla 120 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse BOGOTA. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.

Promedio Mensuales		ΔK (%)					Promedio Mensuales		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-38%	-31%	-23%	-15%	-8%	ΔX (%)	-30	6%	8%	10%	11%	12%
	-20	-32%	-24%	-15%	-7%	2%		-20	3%	5%	6%	7%	8%
	-10	-26%	-17%	-8%	2%	11%		-10	0%	2%	3%	4%	5%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	-3%	-1%	0%	1%	2%
	+10	-14%	-3%	8%	18%	29%		+10	-5%	-4%	-3%	-2%	-1%
	+20	-8%	4%	15%	27%	38%		+20	-7%	-6%	-5%	-4%	-4%
	+30	-2%	11%	23%	35%	48%		+30	-9%	-8%	-8%	-7%	-6%

Tabla 121 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse HUILA. Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.

Promedio Mensuales		ΔK (%)					Promedio Mensuales		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-42%	-34%	-27%	-20%	-13%	-30	7%	10%	12%	14%	15%	
	-20	-34%	-26%	-18%	-10%	-2%	-20	4%	6%	8%	9%	10%	
	-10	-27%	-18%	-9%	0%	9%	-10	0%	2%	4%	5%	6%	
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%	0	-3%	-1%	0%	1%	2%	
	+10	-13%	-2%	9%	20%	31%	+10	-6%	-4%	-3%	-3%	-2%	
	+20	-6%	6%	18%	30%	42%	+20	-8%	-7%	-6%	-6%	-5%	
	+30	2%	14%	27%	40%	53%	+30	-11%	-10%	-9%	-9%	-8%	

Tabla 122 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse ORIENTE 1.
Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.

Promedio Mensuales		ΔK (%)					Promedio Mensuales		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-42%	-34%	-27%	-20%	-12%	ΔX (%)	-30	-12%	-2%	4%	8%	12%
	-20	-34%	-26%	-18%	-10%	-2%		-20	-8%	-1%	3%	7%	10%
	-10	-27%	-18%	-9%	0%	9%		-10	-7%	-2%	2%	5%	7%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	-7%	-3%	0%	2%	4%
	+10	-13%	-2%	9%	20%	31%		+10	-8%	-5%	-2%	0%	2%
	+20	-6%	6%	18%	30%	42%		+20	-9%	-6%	-4%	-2%	-1%
	+30	2%	14%	27%	40%	52%		+30	-11%	-8%	-6%	-4%	-3%

Tabla 123 Resultados Análisis de Sensibilidad de simulación FPK pseudo-estacionaria para embalse ORIENTE 2.
Cambios porcentuales en caudal medio y coeficiente de variación. Promedio de Resultados Mensuales.

Promedio Mensuales		ΔK (%)					Promedio Mensuales		ΔK (%)				
		-20	-10	0	+10	+20			-20	-10	0	+10	+20
ΔX (%)	-30	-43%	-35%	-28%	-21%	-14%	ΔX (%)	-30	11%	12%	14%	15%	16%
	-20	-35%	-27%	-19%	-11%	-3%		-20	6%	7%	9%	10%	10%
	-10	-28%	-18%	-9%	0%	9%		-10	2%	3%	4%	5%	5%
	0	-20%	-10%	0%	10%	20%		0	-2%	-1%	0%	1%	1%
	+10	-12%	-2%	9%	20%	31%		+10	-5%	-4%	-4%	-3%	-3%
	+20	-5%	7%	19%	31%	43%		+20	-8%	-8%	-7%	-6%	-6%
	+30	3%	15%	28%	41%	54%		+30	-11%	-10%	-10%	-9%	-9%

13.3. METODOLOGÍA DETALLADA DEL MODELO DEL SISTEMA ENERGÉTICO

13.3.1. INTRODUCCIÓN

Se desarrolló un modelo del mercado eléctrico colombiano utilizando las herramientas de optimización matemática utilizadas en la Teoría de Juegos. Dichas herramientas y teoría permiten una aproximación a un sistema eléctrico desde el punto de vista físico y sobre todo, desde el punto de vista económico.

Se modeló el sistema de generación hidráulica y térmica de Colombia, considerando los sistemas hidráulicos (topología, embalses y vertimientos entre otros), unidades de generación hidráulicas y térmicas, con sus características técnicas y de producción, tipo y costo de combustibles, además se simuló la dinámica del mercado eléctrico y el precio de la energía en bolsa, con el cual se evaluó la vulnerabilidad del sistema ante eventos climáticos.

Se simularon escenarios bajo diferentes condiciones climáticas e hidrológicas, y de comportamiento de la demanda (escenario medio de demanda definido por la UPME), así como diferentes tipos y costos de combustibles para las plantas térmicas y su participación en la expansión del sistema.

Con el impacto de las condiciones climáticas sobre el sistema y en general el mercado eléctrico colombiano, se identificaron situaciones de racionamiento o de generación térmica más costosa para garantizar el suministro.

13.3.2. TEORÍA DE JUEGOS

La teoría de juegos puede definirse como el estudio de las interdependencias de las decisiones de los agentes en un determinado sistema, o como el estudio de problemas de decisión multipersonales. La teoría de juegos utiliza modelos, para estudiar interacciones en estructuras formalizadas de incentivos (los llamados juegos) y llevar a cabo procesos de decisión. Sus investigadores, en el área económica, estudian las estrategias óptimas así como el comportamiento previsto y observado de individuos en situaciones similares a un juego.

Los juegos pueden clasificarse de muy diversas maneras, por ejemplo en juegos cooperativos y juegos no cooperativos. A continuación se describen este tipo de juegos.

13.3.2.1 Juegos cooperativos

En un juego cooperativo todos actúan bajo el objetivo del bien común: los participantes en el juego son libres de cooperar entre sí para obtener los mejores beneficios. Sin embargo, estos tienen el problema de que dejan abierta la forma de distribución de los beneficios de la cooperación entre los jugadores. Con frecuencia no son “estables” ya que los jugadores tienden apartarse de la solución colectiva en algún momento del juego.

13.3.2.2 Juegos no cooperativos

Un juego no cooperativo, supone desde el principio, que cada jugador quiere para sí lo mejor. Este comportamiento puede originar beneficios o perjuicios para el resto o para algunos de los jugadores. En un juego no cooperativo pueden presentarse procesos de cooperación o colusión que conducen al mayor beneficio individual de cada uno de los participantes: es un “*gana gana*”. Sin embargo, nadie está dispuesto a desmejorar su posición, para mejorar el desempeño de otro(s).

Los juegos no cooperativos pueden diferenciarse de acuerdo a la naturaleza del juego y la estructura de información del mismo:

- Según su naturaleza pueden clasificarse en juegos de naturaleza estática o juegos dinámicos.
- Según la estructura de información los juegos pueden clasificarse en juegos con información completa o información incompleta.
- Juegos que parten del supuesto de racionalidad de los agentes y juegos donde la racionalidad no es punto de partida.

A partir de su naturaleza y estructura de información se pueden obtener diversas variantes de tipos de juegos. El modelo desarrollado es de naturaleza dinámica con información completa, donde se considera racionalidad económica en la toma de decisiones de los jugadores.

13.3.2.3 FORMAS DE REPRESENTACIÓN DE UN JUEGO

Las situaciones competitivas, en principio, se describen de dos formas:

- Forma extensiva.
- Forma normal o estratégica.

Los juegos competitivos en forma extensiva se pueden clasificar en juegos de información perfecta y en juegos de información imperfecta. Los juegos en forma normal se pueden clasificar en juegos de información completa y en juegos de información incompleta. La representación de un juego en forma normal o estratégica tiene básicamente tres elementos:

- Un conjunto de jugadores que se denotará por $i \in F$, el cual se toma como un conjunto finito:

$$\{1, 2, 3, \dots, i, \dots, n\}$$

- Un conjunto o espacio de estrategias de los jugadores $S_1, S_2, \dots, S_n$.

$$S = S_1, S_2, \dots, S_n \text{ Es el espacio de estrategias del juego}$$

Luego S_i tiene el espacio de estrategias del jugador i . En un contexto de mercado, esas estrategias pudieran ser: subir el precio, bajar el precio, mantener el precio. $S_i = \{s_1, s_2, s_3\}$

- Funciones de ganancias o retribución: Para el jugador i su función de ganancia se representa por $U_i(s)$ o $U_i(S_1 = s_1, S_2 = s_2, \dots, S_n = s_n)$.

Luego como puede observarse la ganancia del jugador i no solamente depende de la estrategia adoptada por él, sino de la estrategia adoptada por el resto de los jugadores.

13.3.2.4 EQUILIBRIO DE NASH

En el juego normal de n jugadores, $G = \{S_1, \dots, S_n; U_1, \dots, U_n\}$, las estrategias $(s_1^*, s_2^*, \dots, s_n^*)$ forman un equilibrio de Nash, si para cada jugador i , s_i^* es la mejor respuesta del jugador i (o al menos una de ellas) a las estrategias óptimas de los otros $n - 1$ jugadores, $(s_1^*, s_2^*, \dots, s_{i-1}^*, s_{i+1}^*, \dots, s_n^*)$
 s_i^* es una solución de $\text{Máx. } U_i(s_1^*, s_2^*, \dots, s_{i-1}^*, s_i, s_{i+1}^*, \dots, s_n^*) \quad s_i \in S_i$

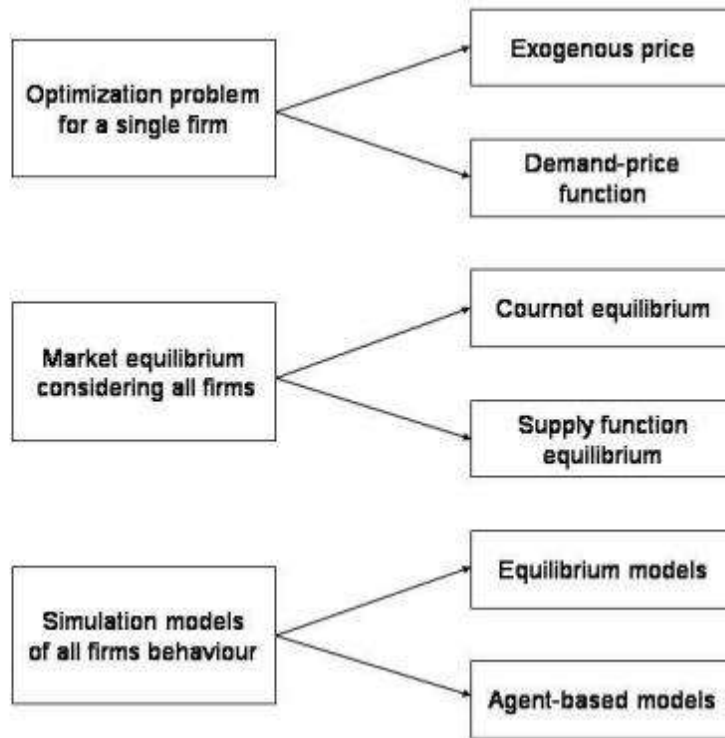
En otras palabras s_i^* es una solución óptima para el Jugador i frente a las estrategias óptimas del resto de jugadores. En este sentido, el equilibrio de Nash se logra para el conjunto de estrategias óptimas de todos los jugadores.

13.3.2.5 ALTERNATIVAS METODOLÓGICAS

El problema del modelado del comportamiento de un número finito de agentes que intentan maximizar su beneficio en un entorno competitivo ha sido abordado desde diferentes disciplinas del conocimiento tales como la teoría microeconómica, la teoría de decisión, la teoría de agentes, y la teoría de juegos. Desde un punto de vista estructural, los enfoques de modelización de un mercado de electricidad, que se encuentran en la literatura técnica, se pueden clasificar de acuerdo con el esquema mostrado en la ecuación anterior. Dichos enfoques pueden clasificarse en tres clases principales: la optimización de un solo agente, el equilibrio, y los modelos de simulación.

Los modelos de optimización de un solo agente, se centran en el problema de maximización de beneficio para una sola empresa que compite en el mercado, mientras que los modelos de equilibrio representan el comportamiento general del mercado, tomando en consideración la competencia entre todos los participantes y la optimización es multiagente. Los modelos de simulación se consideran cada vez más como una alternativa de solución a los modelos de equilibrio, cuando el problema en consideración es demasiado complejo (por ejemplo, demasiado no lineal o dinámico) para ser tratado dentro de un marco de equilibrio tradicional.

Figura 138 Algunas tendencias en la modelización del mercado eléctrico. Fuente: Ventosa et al. 2005



Varias hipótesis se han hecho sobre los objetivos, estrategias, creencias y capacidades de los participantes en el mercado. En los modelos de teoría de juegos, por ejemplo, los participantes se suponen que son racionales en el sentido de que pueden obtener y estudiar toda la información relevante, con el fin de deducir el mejor resultado. Sin embargo, algunos de estos supuestos pueden alterarse, con la ayuda de simulación basada en agentes, ya que los participantes pueden emplear diferentes estrategias y estarán sujetos a diferentes conjuntos de reglas para guiar su comportamiento. Ellos pueden tener acceso a información diferente y cuentan con una capacidad de cálculo diferente. El desafío es, entonces, cómo asignar un agente en particular el conjunto adecuado de reglas de comportamiento y las capacidades computacionales específicas.

En relación a los modelos de equilibrio, el análisis y la implementación práctica, se han centrado sobre todo en dos de los modelos de equilibrio que se encuentran en la teoría de juegos, en relación al equilibrio que resultan de las empresas de la competencia oligopolística: equilibrio Cournot, donde las empresas compiten sobre una base cantidad, y el precio se determina vía la función inversa de demanda, en función de la cantidad de equilibrio; y a esquemas de equilibrio de la funciones de oferta (Supply Function Equilibrium - SFE), donde compiten tanto en cantidad como en precio. Sin embargo, Day et al en (2002), que llevó a cabo un estudio más detallado de la literatura, lista un mayor número de posibilidades dentro del esquema de equilibrio competitivo dentro de estructuras de mercado:

- Estrategias generalizadas de Bertrand (juego en precios)
- Estrategias de Cournot (juego en cantidades)

- Colusión
- Stakelberg (los agentes se clasifican en líderes y seguidores)
- Equilibrio de la función de oferta
- *General conjetural Variaciones*
- *Conjetural equilibrio de la función de oferta (CSFE)*

La conclusión fue que el enfoque CSF dentro de la competencia oligopolística es más flexible que el supuesto de Cournot, y computacionalmente más factible, para sistemas más grandes, que los modelos estándar de SFE.

Si el análisis se centra en el mediano (más de un mes y hasta un año) y largo plazo (más de un año), dentro de los modelos de equilibrio se han propuesto las siguientes aproximaciones: el equilibrio de Cournot, variaciones conjeturales (CVE), funciones de oferta (SFE) o funciones de oferta conjeturales (Conjectured Supply Function -CSFE). Dentro de ellos CSFE ha sido propuesto como una generalización del modelo clásico de Cournot.

13.3.2.6 MODELOS BASADOS EN EL EQUILIBRIO DE LA FUNCIÓN DE OFERTA (SUPPLY FUNCTION EQUILIBRIUM - SFE)

En ausencia de incertidumbre y conociendo las variables de los competidores estratégicos, Klemperer y Meyer (1989), mostraron que cada firma no tiene ninguna preferencia entre expresar sus decisiones en términos de una cantidad o un precio, ya que se enfrenta a una única demanda residual.

Cuando una empresa se enfrenta a una serie de posibles curvas de demanda residual, se espera un mayor beneficio como resultado de su función o curva de oferta indicando los precios a los que está dispuesto a ofrecer diversas cantidades en el mercado.

Para calcular una SFE necesita resolver un conjunto de ecuaciones diferenciales, en lugar del conjunto típico de ecuaciones algebraicas que surge en los modelos de equilibrio tradicionales, donde las variables estratégicas toman la forma de cantidades o de precios.

13.3.2.7 MODELOS BAJO ENFOQUE DE VARIACIONES CONJETURALES

Una estrategia reciente ha sido la de emplear las variaciones conjeturales (*Conjectural Variations* - CV), documentada en la teoría microeconómica tradicional. El enfoque de CV puede introducir alguna variación en los modelos basados tipo Cournot, al cambiar las conjeturas que los generadores podrían esperar que asuman las decisiones estratégicas de los competidores, en cuanto a la posibilidad de reacciones futuras (CV). Day et al en (2002) sugieren este enfoque con el fin de mejorar el modelamiento del precio del esquema de Cournot, en los mercados eléctricos. Por ejemplo, se podría suponer que las empresas hacen conjeturas acerca de la elasticidad de la demanda residual, o sobre las funciones de oferta de sus rivales (Day et al, 2002).

En el contexto de los mercados eléctricos, la última propuesta es la llamada la aproximación mediante el esquema de funciones de oferta conjeturales (Conjectured Supply Function -CSFE). El método calcula el

equilibrio considerando la reacción de los competidores ante cambios en la estrategia. A diferencia de la aproximación mediante funciones de oferta lineales, las estrategias solo son linealizadas en el punto de equilibrio, usando una aproximación de la expansión de Taylor de primer orden. Pero el método, cuando fue propuesto en su solución, era bastante restrictivo, puesto que se debía suministrar la pendiente y el intercepto de la aproximación lineal. Posteriormente, se propuso un nuevo algoritmo para calcular CSFE, donde la estrategia de los competidores para cada generador es no conocida inicialmente (tanto en pendiente como en intercepto).

Las diferencias entre los enfoques propuestos pueden encontrarse en aspectos tales como las hipótesis que se formulan acerca del comportamiento de los agentes, las características del parque generador considerado, el detalle con el que se representan los elementos del mismo, la organización o el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad objeto de estudio, o la técnica matemática que se utiliza para poder obtener resultados numéricos.

La operación de mercados de electricidad comúnmente es basada en subastas de energía siguiendo la teoría marginalista propuesta en (Schweppe, 88), donde las ofertas representan la cantidad ofertada a cada precio. La mayor parte de los modelos propuestos en la literatura se centran en el estudio del lado de la oferta (la generación) y representan la demanda de forma agregada e inelástica.

Un modelo de equilibrio se basa en la hipótesis de que cada agente, formulando conjeturas acerca del comportamiento del resto de participantes en el mercado, escoge la estrategia que maximiza su función de utilidad, que en el caso de un mercado desregulado de electricidad correspondería al margen operativo del agente generador. Esto da lugar a un problema matemático en el que las variables son las decisiones que toman los distintos agentes. En la solución de dicho problema cada uno de los agentes debe alcanzar el máximo de su función de utilidad de acuerdo con sus conjeturas acerca del resto de agentes.

El procedimiento habitual para encontrar la solución es modelar el problema de cada agente como un problema de programación matemática y formular las condiciones de optimalidad que deben verificarse para que cada agente maximice su función de utilidad.

Si la competencia fuera tipo Cournot, cada jugador escogería el nivel de producción, de tal manera que se maximicen sus beneficios, bajo el supuesto que el resto de jugadores mantiene el nivel de producción del período anterior. Este proceso se actualiza en cada período de tiempo dentro de un proceso repetitivo.

13.3.3. EL MODELO DESARROLLADO

El precio de mercado da señales para los inversionistas sobre el comportamiento de los agentes y del Estado. Esas señales soportan la toma de decisiones de inversión. El precio es una variable representativa del comportamiento del sistema de potencia y de las interrelaciones entre la oferta y la demanda, así como de los intercambios comerciales entre los agentes.

Con el propósito de conocer el impacto del cambio climático en el sector eléctrico colombiano, el cual por naturaleza es altamente dependiente de la dinámica de los recursos hídricos, se consideró pertinente el

desarrollo de un modelo de formación de precios, siendo esta una variable útil para valorar el impacto del cambio climático en el sector.

En consecuencia con lo anterior, se diseñó e implementó un algoritmo que permite encontrar el equilibrio competitivo en un horizonte temporal para un sistema eléctrico real, específicamente el Sistema Interconectado Colombiano. Éste mercado es de formación de precios centralizado, es decir, la oferta y la demanda confluyen en un solo nodo y las plantas de generación son despachadas por mérito. Como aporte de este trabajo se consideró una aproximación a la red de transmisión vía restricciones en las transferencias de potencia entre las áreas eléctricas en que se dividió el mercado. Además de lo anterior, se consideró un mecanismo común de cubrimiento frente al riesgo como fue la energía comprometida en contratos de largo plazo.

Del conocimiento que se tiene del mercado eléctrico colombiano, la formación del precio obedece principalmente a la estructura del mercado y a la gestión de los recursos energéticos, acorde al criterio económico de maximización de beneficios y el comportamiento estratégico de los agentes generadores en el mercado; obviamente bajo la consideración de restricciones de la red.

En tal sentido, el modelo desarrollado consideró una definición de agentes estratégicos, aquellos que por su capacidad y nivel de generación se encuentran en una posición privilegiada, típica de los mercados oligopólicos.

A continuación se entraron a definir los diferentes principios y bases conceptuales.

13.3.3.1. DESCOMPOSICIÓN FUNCIONAL Y TEMPORAL

Los mercados eléctricos se caracterizan por: la incertidumbre en el nivel de disponibilidad de los recursos energéticos (nivel de los embalses en épocas de hidrología crítica), las restricciones en el suministro y transporte de combustibles frente a situaciones de desabastecimiento, la poca elasticidad de la demanda referente al precio, las diferentes expectativas de los inversionistas, un número pequeño de agentes con un poco más del 80% de la generación del país, la imposibilidad de almacenar la energía generada, el medio de transporte a través de sistemas coordinados de transmisión que materializan restricciones en los procesos competitivos, la necesidad de un balance instantáneo entre oferta y demanda, y la diversidad de tecnologías de generación que conllevan a costos operativos muy distintos. Estas características hacen que el costo marginal de producción sea muy volátil, lo que se traduce en precio de mercado igualmente volátiles. Todos esos factores que determinan la complejidad de la operación y la expansión del sistema eléctrico colombiano, bajo las reglas establecidas en el mercado por el Estado dentro de un proceso de liberalización de la economía y desregulación del sector.

Para reducir el nivel de complejidad comúnmente se ha optado por una descomposición funcional y temporal del modelo. Con la descomposición funcional, el problema se divide en funciones que pueden ser tratadas de manera separada, velando por el cumplimiento de las relaciones sistémicas entre las partes funcionales. La

primera descomposición funcional es separar el planeamiento de la operación y el planeamiento de la expansión, guardando su interdependencia económica.

La separación funcional definida permite establecer horizontes temporales de análisis distintos; es decir, una descomposición temporal. Así por ejemplo, el planeamiento se puede considerar de corto plazo, de mediano plazo y de largo plazo. Lo más usual es que la descomposición temporal sea en cascada: de los modelos de mayor alcance temporal, se pase a los de menor. Es decir, las decisiones de largo plazo alimentan los modelos de mediano plazo y estos los de corto plazo. En concreto, en el problema de despacho hidrotérmico, las variables duales asociadas al valor futuro del agua pasan del largo plazo al mediano plazo, y del mediano plazo al corto plazo.

Dentro de la descomposición funcional, se parte que se tiene una estructura de oferta que debe satisfacer una demanda, dentro de criterios de confiabilidad y calidad del servicio, en un horizonte temporal, donde se requiere balancear los diferentes recursos, para que estos sean operados de manera óptima. Dentro de un esquema de mercado, la optimalidad significa, que se deben operar o balancear la generación hidráulica, la generación térmica y los racionamientos. Esto con el fin de maximizar el margen operativo de cada generador.

13.3.3.2. NATURALEZA DINÁMICA Y ECONÓMICA DEL PROBLEMA DE DESPACHO

Los aspectos físicos y económicos del mercado se evidencian en la asignación de recursos. La planificación operativa trata de satisfacer la demanda de energía eléctrica en el futuro bajo criterios de eficiencia económica, confiabilidad y seguridad en el suministro. En consecuencia, ese trata de un problema de naturaleza estocástica, donde, la mayoría de las variables involucradas en el problema operativo (oferta y demanda), encierran riesgo o incertidumbre.

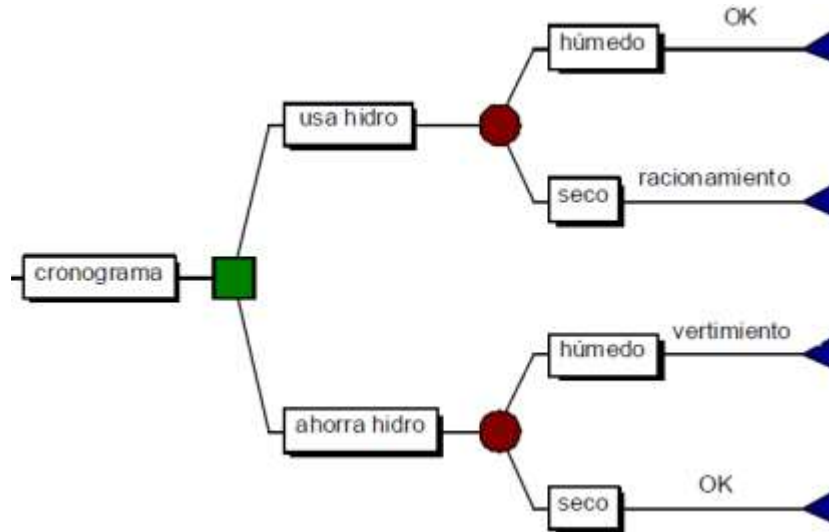
Debido a que los costos de producción térmica, dependen de forma no lineal de la potencia generada en cada hora, el problema de optimización a resolver es no lineal. También es de naturaleza dinámica, debido a que, la decisión que se toma en una etapa del horizonte de tiempo influye en la solución para otro horizonte de tiempo y, de forma global afecta a todos los jugadores.

Para alcanzar el objetivo económico, ya sea el de minimización de costos, o el de maximización del margen operativo, se debe realizar un *Trade off* o análisis de costos de oportunidad entre los diferentes recursos de generación. A través de este análisis se puede obtener por ejemplo, el nivel de uso de los recursos hidráulicos hoy, o la decisión de posponer su uso para el futuro.

Entre los recursos de generación, existen algunos (los no renovables) que tienen un costo directo: Costos de los combustibles - Gas, carbón, etc. Existen otros recursos (los renovables) que tienen valor, pero no un costo explícito: hidrología, viento y radiación solar. Su valor está asociado al valor de reemplazo de los combustibles que tienen un costo directo, o reemplazo de racionamiento que tienen asociado un costo elevado. En esquemas de mercado, los recursos que no tienen costo, su valor está asociado a la expectativa de su valor **estratégico** en el futuro.

Los sistemas hidrotérmicos con capacidad de regulación como las centrales hidroeléctricas con embalse, tienen la capacidad de almacenar energía en un periodo (invierno) a utilizarla en el futuro (en el verano). Esto conlleva a que, para encontrar una estrategia óptima de generación, un agente debe cuantificar la posibilidad de guardar el agua para ser utilizada en un juego futuro. La valoración del costo de oportunidad del uso del agua hoy o en el futuro, debe hacerse para los recursos del agente y estimarse para el resto de los agentes participantes del juego. Una representación del costo de oportunidad del agua asociado a la incertidumbre hidrológica se presenta a continuación.

Figura 139 Racionalidad en un modelo hidrotérmico



Para un agente con generación hidroeléctrica que tiene embalse con capacidad de regulación, existen dos alternativas de decisión en cada periodo de análisis: utilizar un porcentaje significativo de sus recursos hídricos, o utilizar un menor porcentaje sus recursos hídricos. A continuación se detalla las consecuencias de estas dos decisiones posibles:

- Si la decisión hoy es utilizar la energía de base hidroeléctrica y en el futuro los caudales son altos – lo que permite llenar los embalses – la operación se dice eficiente, ya que se evitó vertimientos. Sin embargo, si ocurre una sequía en el futuro, los embalses no se recuperarán al nivel deseado, y en tal caso, se deja de vender energía en el futuro, a un mejor precio; o peor aún, si se tienen contratos de venta de energía, con un volumen mayor a la que puede generar con sus recursos hídricos, será necesario utilizar generación térmica más costosa, o comprar energía para honrar dichos contratos.
- Si la decisión de hoy es almacenar el agua para uso futuro a través del uso de más generación térmica, y los caudales futuros son altos será necesario verter el agua, lo que significa un desperdicio de energía o vender en bolsa a precios bajos. Sin embargo, si ocurre una sequía en el futuro, el almacenamiento se usará para evitar la generación más cara, o evitar compra de energía en bolsa costosa, o vender a precios más altos.

13.3.3.3. EL IMPACTO DE LAS REGLAS Y LA ESTRUCTURA DE MERCADO EN LA FORMACIÓN DEL PRECIO

Claramente las reglas de mercado y la estructura misma del mercado impactan la formación del precio en los mercados liberales de electricidad. Se asume un mercado donde los comercializadores de energía pueden tranzar en un mercado mayorista de energía, bajo dos modalidades, comercialización en Bolsa y comercialización en contratos de largo plazo, o en derivados en general.

En un mercado maduro, sea financiero o no financiero, eléctrico o de otro tipo de commodity, los agentes deben tener la posibilidad de comercializar al precio del día a día, esto es en el *spot*, con los riesgos inherentes a este proceso, o mediante procesos a futuro, fijando hoy las condiciones de comercialización para una fecha futura.

En el caso del mercado colombiano, el precio *spot* presenta una gran volatilidad. Cuando se negocia a futuro, el perfil de riesgos cambia. Si existe la posibilidad de fijar el precio de comercialización a futuro, mediante un contrato de largo plazo, los niveles de riesgo de la comercialización disminuyen, so pena de obtener eventualmente menor rentabilidad. Adicionalmente, la presencia de contratos de largo plazo en el mercado, modifica la señal del precio *spot*, tal como se ilustrará en el siguiente juego estático tipo Cournot., Equilibrio

Estático de un duopolio Nash-Cournot en un mercado de electricidad con contratos de largo plazo.

Supóngase un mercado de electricidad con sólo dos productores estratégicos dígame, 1 y 2, con función de costos $C(q) = cq + F$ y una franja competitiva de productores que se modela por su función de oferta $S(p)$. Es decir, para un nivel de precios p , la franja competitiva de los agentes tomadores de precio produce $S(p)$. F , denota los costos fijos, que no tienen relevancia para este análisis.

Se asume que un agente generador – comercializador ha vendido una cantidad x en contratos de largo plazo, a un precio predeterminado f . Se asume igualmente, que los agentes tienen unos costos marginales de generación constantes que se denotarán por c . El precio *spot* del mercado se denotará por la letra p .

En el equilibrio de Cournot, el precio spot está dado por:

$$p = \frac{D_T - 2x + 2\alpha c}{3\alpha}$$

Como puede observarse el precio *spot* decrece a medida que aumenta el nivel de contratación en el mercado. El impacto de los contratos bilaterales, hace que el generador asegure un ingreso constante vendiendo un porcentaje de su producción. Un efecto inmediato de este tipo de contratos es que mientras mayor sea la capacidad comprometida en contratos, menor será el impacto de los precios spot, en los ingresos del generador .

El uso de contratos es una herramienta útil para disminuir el poder de mercado. La explicación de este fenómeno radica en que el tener más energía comprometida en contratos de largo plazo, conlleva a una

disminución en la disponibilidad de energía para ofertar en bolsa. Lo mismo ocurre con la demanda residual que enfrentan los agentes estratégicos, que configuran el precio. Debido a esto habrá un aumento en la competitividad para colocar los remanentes de energía en el mercado, ya que el número de generadores capaces de suplir la demanda residual será mayor y la cantidad a satisfacer será menor.

13.3.3.4. TIPOS DE AGENTES

Las empresas generadoras, o jugadores en el modelo de mercado desarrollado, se dividen en dos categorías: Estratégicos y tomadores de precios o competitivos. Los jugadores estratégicos tienen la capacidad de influir en la formación del precio a través de su comportamiento estratégico y, en tal sentido, el precio para estos agentes es una variable. Los competitivos no tienen capacidad para influir en la definición del precio y, en consecuencia, el precio es un dato del mercado: son tomadores de precio.

En el modelo que se desarrolló se implementó un mecanismo de competencia, implementado a través de herramientas de la teoría de juegos no cooperativos entre agentes estratégicos del mercado. El mercado por el que compiten corresponde a una demanda residual, que se calcula como la diferencia entre la demanda total y una demanda atendida por los agentes tomadores de precio.

El porcentaje que le corresponde a los agentes tomadores de precio varía en función del precio de mercado y, en consecuencia, también podría decirse que se da una competencia entre los agentes estratégicos y los agentes tomadores de precio. Esto en la medida en que frente a un alza en el precio de mercado, los agentes tomadores de precio están dispuestos a ofertar mayor cantidad de energía para atender la demanda, reduciendo la demanda residual de competencia entre los agentes líderes.

13.3.3.5. DEMANDA TOTAL Y DEMANDA RESIDUAL - RESOLUCIÓN TEMPORAL

La demanda total corresponde a la definida por la UPME en el plan de expansión vigente, la cual obedece a tres escenarios, alto, medio y bajo.

La resolución temporal seleccionada fue mensual, debido a las características del modelo, el horizonte de tiempo para el análisis de este proyecto, la disponibilidad de información de la fuente.

Un bosquejo de la demanda residual se define a groso modo en los siguientes pasos:

- Se obtiene la función de oferta agregada de las empresas generadoras tomadoras de precio, $H^t(p)$, sumando la cantidad que ofrece cada generadora tomadora de precio, $H_i^t(p)$, para cada nivel de precio:

Ecuación 96

$$H^t(p) = \sum_i H_i^t(p)$$

- La demanda residual se obtiene restando, para cada nivel de precio, p , la demanda total original $D_T(p)$, menos la oferta agregada de las firmas tomadoras de precio $H^t(p)$. La curva de demanda residual que enfrentan el conjunto de los jugadores estratégicos, $D_r(p)$, es entonces:

Ecuación 97

$$D_r(p) = D_T - H^t(p) = D_T(p) - \sum_i H_i^t(p)$$

Luego D_T es el escenario de demanda determinístico definido previamente, para el sistema de potencia total, lo que en el mercado colombiano correspondería a un escenario de la UPME y $D_r(p)$ es la demanda residual, para un nivel de precios p . Los agentes estratégicos entran en competencia sobre dicha demanda residual.

13.3.3.6. PLANTAS TÉRMICAS

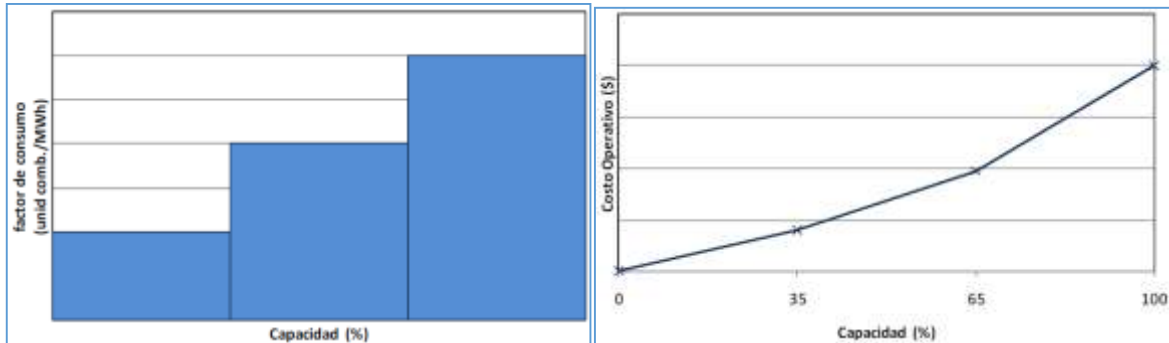
En sistemas puramente térmicos el costo operativo de cada central depende fundamentalmente de su costo de combustible. Por lo tanto, se representa una planta térmica por su costo operativo unitario $\{c_j, j = 1, \dots, J\}$ (COP/MWh) y su capacidad de generación, $g_t(j) \leq \bar{g}(j)$ para $j = 1, \dots, J$

Donde j indexa las plantas térmicas y J número de plantas térmicas.

Sea $g_t(j)$, la variable que denota la energía producida en MWh por la planta j en la etapa t y $\bar{g}(j)$, es la capacidad de generación en energía de la planta j MWh.

De la parte técnica de una planta térmica, se sabe que los costos de producción son no-lineales en relación con la potencia generada en cada periodo de análisis. Para modelar tal situación, usualmente en modelos de planeamiento de mediano y largo plazo, se definen los costos mediante una función lineal por tramos. Para ello, el factor de consumo de centrales térmicas (en unidades de combustible/energía) se representa de una forma variable, hasta un número determinado de valores de acuerdo al despacho de la planta térmica. En este caso, el costo operativo de la central térmica resulta en una función lineal por tramos, con un número de tramos lineales igual al número de factores de consumo y costos operativos unitarios crecientes. Lo anterior se ilustra en la siguiente figura:

Figura 140 Costos de una planta térmica



Luego la central térmica se representa por un número de variables de generación térmica, igual al número de tramos lineales (o factores de consumo); cada una con un costo unitario de $c(j, h)$, para $h = 1, 2, 3, \dots, n$; en COP/Energía (COP/MWh). Un número grande del parámetro h , o de tramos lineales, conduce a un gran número de variables de generación. Usualmente, h es menor o igual a 3. Estas variables de generación, asociadas a los tramos lineales h , tienen los siguientes límites operativos.

$$0 \leq g_{tk}(j, h) \leq \sigma(j, h) * \bar{g}_{tk}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J; h = 1, \dots, n; k = 1, \dots, K$$

Donde $c(j, h)$ es el costo unitario de la térmica j en el tramo lineal h , que normalmente es suministrado. Las variables $g_{tk}(j, h)$, corresponden a la generación en energía (MWh) de la central térmica j en el tramo h , que se determinan en el proceso de optimización; y $\sigma(j, h)$ es un factor (p.u) de la participación del tramo h en la capacidad total, que es un dato a ser suministrado.

La generación total de la central en la etapa t , escalón k , es por lo tanto, calculada como la suma de las variables generación de cada tramo:

Ecuación 98

$$g_{tk}(j, h) = \sum_{h=1}^n g_{tk}(j, h) \quad \text{para } j = 1, \dots, J, k = 1, \dots, K$$

De forma similar, en la función objetivo del problema de despacho, el costo de producción de la térmica se calcula por:

Ecuación 99

$$\sum_{h=1}^n c(j, h) * g_{tk}(j, h) \quad \text{para } j = 1, \dots, J, k = 1, \dots, K$$

Pueden existir restricciones en los límites en la disponibilidad de un combustible en la etapa:

Ecuación 100

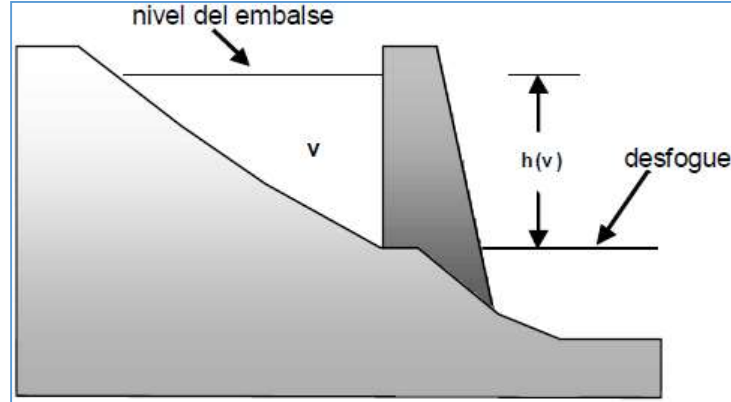
$$\sum_{k=1}^K \sum_{j \in \Phi(l)} \phi(j) * g_{tk} \leq \bar{\Phi}_t(l) \quad \text{para } l = 1, \dots, F$$

Donde l es el índice de los combustibles, F es el número de combustibles, $\Phi(l)$ es el conjunto de térmicas que utilizan el combustible l , $\phi(j)$ factor de consumo de la central j , (UC / MWh), $\bar{\Phi}_t(l)$ es la disponibilidad del combustible l en la etapa t , (UC).

13.3.3.7. PLANTAS HIDROELÉCTRICAS

El balance hídrico representa el enlace en etapas consecutivas, como se ilustra en la Figura: el almacenamiento al final de la etapa t (inicio de la etapa $t+1$) es igual al almacenamiento inicial, menos las salidas del embalse (turbinamiento, vertimiento y riego), más el volumen afluente (caudales laterales, más la descarga de las plantas aguas arriba). La siguiente Figura muestra el diagrama esquemático de una planta hidroeléctrica:

Figura 141 Planta hidroeléctrica con embalse



La operación de la planta de generación se representa a través de las siguientes ecuaciones:

Ecuación 101

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) + \sum_{m \in U(i)} [u_t(m) + s_t(m)], \quad \text{para } i = 1, \dots, I$$

Donde i indexa las plantas hidroeléctricas, I número de plantas

$v_{t+1}(i)$, es el volumen almacenado en la planta i al final de la etapa $t m^3$, corresponde a una variable que debe ser determinada.

$v_t(i)$, es el volumen almacenado en la planta i en el inicio de la etapa $t m^3$, es un dato que se conoce del periodo anterior.

$a_t(i)$, caudal lateral afluente a la planta i en la etapa $t m^3$, es un dato suministrado por el modelo hidrológico

$u_t(i)$, es el volumen turbinado en la etapa $t m^3$, corresponde a una variable que debe ser determinada.

$s_t(i)$, es el volumen vertido en la etapa $t m^3$, corresponde a una variable que debe ser determinada.

$m \in u(i)$, es el conjunto de plantas inmediatamente aguas arriba de la planta i

13.3.3.8. Límites en el almacenamiento y en el turbinamiento

$$v_t(i) \leq \bar{v}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I$$

$$u_t(i) \leq \bar{u}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I$$

$\bar{v}(i)$, es la capacidad de almacenamiento de la planta i , m^3

$\bar{u}(i)$, es la capacidad de turbinamiento de la planta i , m^3

13.3.3.9. Producción de energía

Las plantas hidroeléctricas convierten la energía potencial del agua almacenada en energía cinética, la cual se usa para mover las turbinas acopladas a generadores. La energía producida por el turbinamiento de $u m^3$ se calcula por:

Ecuación 102

$$g_t(i) = \rho(v_t(i)) \times u_t(i)$$

$g_t(i)$ es la energía generada en MWh por la central hidroeléctrica i , en la etapa t , variable a determinar.

$\rho(v_t(i))$ es el coeficiente de producción de la central hidroeléctrica i MWh/m^3

$u_t(i)$ es el turbinamiento de la central hidroeléctrica i , en la etapa $t m^3$

El coeficiente de producción $\rho(v)$ a su vez se calcula por:

Ecuación 103

$$\rho(v_t(i)) = \eta(i) \times \varphi \times \gamma \times h(v_t(i))$$

$\eta(i)$ es la eficiencia del conjunto turbina/generador de la hidroeléctrica i

φ masa específica del agua kg/m^3

γ factor gravitacional m/s^2

$h(v_t(i))$ es la altura de caída neta (m), diferencia entre el nivel del embalse de la hidroeléctrica i y el nivel aguas abajo, casa de máquinas o nivel de las turbinas.

Ecuación de Balance eléctrico

La energía generada por las centrales térmicas y las hidráulicas debe ser igual a la demanda residual.

Ecuación 104

$$\sum_{j=1}^J g_t(j) + \sum_{i=1}^I \rho(v_t(i)) * u_t(i) = d_r$$

d_r es la demanda (mensual) de energía eléctrica en MWh.

13.3.3.10. RECONCILIACIONES

13.3.3.10.1. PAGO DE RECONCILIACIONES

Las reconciliaciones son mecanismos que utiliza el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales para compensar económicamente, de manera positiva o negativa, a los generadores cuando su generación real presenta desviaciones con respecto a la generación ideal, desviaciones que se presentan por restricciones en el Sistema Interconectado Nacional.

Figura 142 Restricciones



En el mercado colombiano se manejan dos tipos de reconciliaciones: la reconciliación positiva y la reconciliación negativa. La reconciliación negativa es la compensación económica que tiene que pagar un generador cuando su generación real está por debajo de su generación ideal. Actualmente no se reconoce ningún valor para la reconciliación negativa (Resolución CREG 121 de 2010).

La reconciliación positiva, por su parte, es la retribución económica que reciben los generadores cuando su generación real está por encima de la generación ideal. En este caso, la retribución por el suministro de energía adicional se paga a un precio que se calcula como el mínimo entre el precio de oferta del generador y un precio límite que determina la CREG como resultado de la auditoría de costos de la planta de generación. Las expresiones para calcular esta compensación son las siguientes:

Ecuación 105

$$G_R - G_I > 0 \Rightarrow P = \text{Min}(P_{\text{lim}}, P_{\text{of}})$$
$$R = P * (G_R - G_I)$$

Donde:

GR= Generación Real

Gi= Generación ideal

P=Precio de la energía a reconciliar

Plim=Precio Límite

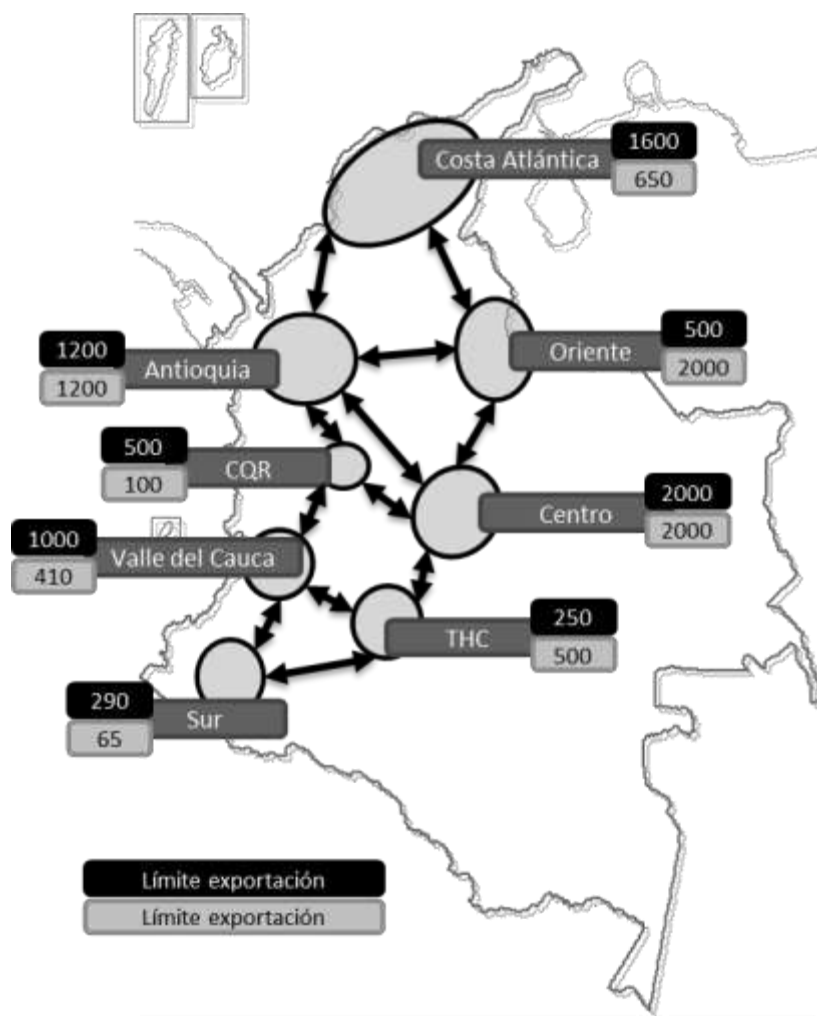
Pof= Precio de oferta de la energía del generador

R= Valor de la reconciliación

El precio límite para la reconciliación positiva se calcula con procedimientos diferenciados entre plantas térmicas y plantas hidráulicas.

La reconciliación positiva se estima a partir de los diferentes límites de importación y exportación que tiene cada una de las áreas, luego de realizar el balance de demanda y generación, el cual se realiza a partir de la proyección y distribución por áreas eléctricas de la demanda de energía realizada por la UPME y de la asociación de la plantas de generación, tanto para las plantas de generación de los agentes estratégicos como para los seguidores.

Figura 143 Capacidad de importación y exportación por áreas



El valor para los límites de importación y exportación entre las áreas se presenta a continuación

Tabla 124 Límites de exportación e importación entre las áreas

Sigla	Departamento	Límites exportación (MW)	Límites de importación (MW)
ANTIOQUIA	Antioquia	1200	1200
ATLANTIC	Atlántico	650	9999
BOGOTA	Bogotá	2000	2000
BOLIVAR	Bolívar	360	360
CARIBE	Atlántico- Bolívar- Córdoba- Sucre-GCM	1600	650
CAUCANAR	Cauca-Nariño	65	290

CERROMAT	Cerromatoso	250	500
CHIVOR	Chivor	2400	400
CORDOSUC	Córdoba-Sucre	100	280
CQR	Caldas-Quindío-Risaralda	100	500
ECUADOR138	Ecuador	35	35
ECUADOR220	Ecuador	500	500
GCM	Guajira-Cesar-Magdalena	500	500
HUILACAQ	Huila-Caquetá	500	250
LAMIEL	La Miel	9999	9999
MAGDAMED	Magdalena Medio	2000	500
META	Meta	210	210
NORDESTE	Nordeste	9999	9999
NORTE	Caribe-Magdalena Medio-San Carlos	999999	999999
OCCIDENT	Antioquia-Suroccidental	1800	2300
ORIENTAL	Bogotá-Chivor-Meta-Pagua-Tolima	9999	9999
PAGUA	Pagua	601	601
SANCARLO	San Carlos	3000	500
SUROCCID	CQR-Valle del Cauca-HuilaCaq-CaucaNar	1550	1300
TOLIMA	Tolima	86	220
VALLECAU	Valle del Cauca	410	1000

De acuerdo con un modelo simplificado como el utilizado en el MPODE los límites de importación y exportación por áreas son los siguientes.

Tabla 125 Límites de importación y exportación entre áreas - MPODE

Num	Area.Name ..	.Export	.Import
1	CARIBE	9999	1000
2	SAN-CARLOS	9999	9999
3	ANTIOQUIA	9999	1200
4	NORDESTE	9999	9999
5	ORIENTAL	9999	9900
6	SUROCCIDEN	9999	9999

13.3.3.11. MODELO ESTRATÉGICO

En la presentación del modelo propuesto y sus variantes, se hace una distinción entre los recursos no acoplados en el tiempo (recursos térmicos y recursos hidráulicos a filo de agua); y los recursos hidráulicos con una capacidad de regulación mayor al periodo de resolución del modelo.

Igualmente, se hace una distinción entre los tomadores de precio (quienes asumen que el precio es dado y no tienen capacidad de influir directamente en la formación del precio) y los agentes estratégicos que cuentan la capacidad de influir directamente en la formación del precio.

En la selección de los agentes estratégicos se tuvieron en cuenta elementos como la capacidad de generación, y específicamente los recursos de generación hidráulica con capacidad de regulación. Esto por cuanto estos recursos permiten mayor capacidad especulativa al poder ser desplazare su consumo hacia periodos futuros cuando las expectativas de su valor estratégico sean mayores.

Los agentes estratégicos pueden trasladar energía entre periodos a lo largo de un horizonte de tiempo, ajustando las tasas de generación de sus recursos hidráulicos. Al hacerlo, los agentes estratégicos tienen la capacidad de concentrar la hidrogenación en las horas de alta demanda y, durante la estación de verano, pueden obtener mayores beneficios. Adicionalmente, pueden ser flexibles frente a las fluctuaciones de la oferta y la demanda.

Un agente estratégico se enfrenta al siguiente problema de optimización, a lo largo del horizonte de estudio.

Ecuación 106

$$\text{Max}_{q_{it}^T, q_{it}^H} \sum_t p_t(Q_t) q_{it} - C_i(q_{it}^T)$$

Esto, sujeto a las restricciones de balance hídrico, atención de la demanda o balance eléctrico, volúmenes mínimos y máximos de los embalses, etc.; para cada uno de los periodos del horizonte de operación.

Cada agente estratégico debe definir la forma de operar sus recursos térmicos e hidráulicos, q_{it}^T, q_{it}^H , en cada periodo t , con el fin de maximizar su utilidad (ingresos menos egresos). Donde el precio de mercado está en función de las cantidades ofertadas por todos los agentes estratégicos.

Ecuación 107

$$Q = q_1 + q_2 + \dots + q_n.$$

La competencia entre los agentes estratégicos del mercado es de tipo Cournot, cada jugador escogería el nivel de producción, de tal manera que se maximicen sus beneficios, bajo el supuesto de que el resto de jugadores mantiene el nivel de producción del período anterior. Este proceso se actualiza en cada período de tiempo dentro de un proceso repetitivo.

La idea es encontrar un equilibrio competitivo o equilibrio de Nash. En el equilibrio competitivo, ningún agente querrá modificar el uso intertemporal de los recursos de hidroelectricidad, con capacidad de regulación, y los recursos térmicos complementarios, ya que de hacerlo desmejorará el margen de beneficio operativo.

13.3.3.11.1. Los agentes con recursos no acoplados en el tiempo

Se asume que todos los agentes tomadores de precio son los que cuentan con una capacidad conformada en su totalidad con recursos térmicos, e hidráulicos a filo de agua. Esto es, sin capacidad de regulación. Bajo esta premisa, es válido el supuesto de trabajar el problema en forma desacoplada.

Los generadores tomadores de precio se enfrentan al siguiente problema de optimización:

Ecuación 108

$$\underset{q_i}{\text{Arg Max}} U_i(q_1, q_2, \dots, N) = p q_i - c_i(q_i)$$

De la condición de primer orden se tiene:

Ecuación 109

$$\frac{\partial(p q_i - c_i(q_i))}{\partial q_i} = 0 \rightarrow p = CM_i$$

Donde p es el precio del mercado, q_i es la cantidad producida por la firma i , $c_i(q_i)$ el costo en que incurre la firma i para producir la cantidad q_i y CM_i es el costo marginal de la firma i .

Una vez se conoce esta relación, es posible determinar la oferta de cada generador para todos los precios de mercado posibles. Para ello basta despejar q_i (cantidad a producir) de la ecuación previa. Se llamará $H_i^t(p)$ a la cantidad que ofrece la firma tomadora de precios i a un precio de mercado p , en el periodo t . Para caracterizar completamente $H_i^t(p)$, esto es, la cantidad que ofrece la empresa i , se debe barrer para un rango de valores posibles de p . Es decir, para diversos p , se tienen diferentes valores para q_i como es típico en una curva de oferta.

Luego se obtiene la función de oferta agregada de estas firmas, $H^t(p)$, sumando la cantidad que ofrece cada una a cada nivel de precio:

Ecuación 110

$$H^t(p) = \sum_i H_i^t(p)$$

La demanda residual se obtiene restando, para cada nivel de precio, p , la demanda total original $D_T(p)$ menos la oferta agregada de las firmas tomadoras de precio $H^t(p)$. La curva de demanda residual que enfrentan el conjunto de los jugadores estratégicos, bajo el modelo de competencia desarrollado tipo Cournot, $D_r(p)$, es:

Ecuación 111

$$D_r(p) = D_T - H^t(p) = D_T(p) - \sum_i H_i^t(p)$$

El problema a resolver para una planta térmica es el siguiente:

$$\begin{aligned} \underset{q_j}{\text{Max}} \quad & U_j = \{p * q_j - c_j(q_j)\} \\ \text{s. a.:} \quad & q_{\min_j} \leq q_j \leq q_{\max_j} \end{aligned}$$

Aplicando la condición de optimalidad de primer orden al problema de optimización se tiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} \underset{q_j}{\text{Max}} \quad & U_j = \{p * q_j - c_j(q_j)\} \\ \text{s. a.:} \quad & q_{\min_j} \leq q_j \leq q_{\max_j} \\ & p - \frac{\partial C_j(q_j)}{\partial q_j} = 0 \rightarrow p = CM_j \end{aligned}$$

La expresión, $p = CM_j$, determina el valor óptimo de (q_j) para cualquier valor de p .

Luego hay que verificar si el nivel de generación óptimo determinado (q_j^*) respeta los límites técnicos de generación definidos; de no ser así, hay que corregir esta cantidad y llevarla al límite respectivo. Por último, se calcula el beneficio para la unidad, evaluando las variables respectivas en la función objetivo.

Este análisis se realizó a nivel de planta y también a nivel de tecnología, lo cual simplificó el trabajo porque el número de problemas a resolver disminuye.

Cuando se trabaja a nivel de plantas el número de problemas que se debe resolver es igual al número de plantas, por el número de discretizaciones o precios considerados. Esto por cuanto para varios precios se debe determinar el nivel de generación de la planta. Cuando se trabaja a nivel de tecnología el número de problemas que se debe resolver es igual al número de tecnologías térmicas por el número de discretizaciones en el precio.

13.3.3.12. CURVA DE OFERTA DE LOS AGENTES SEGUIDORES Y LA DEMANDA RESIDUAL PARA LOS AGENTES ESTRATÉGICOS

La demanda residual efectiva que se dirige a los productores estratégicos es: $D(p) = D_T - S(p)$, donde D_T es la demanda comercial la cual se consideró inelástica frente al precio. Por ejemplo, si la función de oferta de los agentes competitivos es $S(p) = \alpha p$ entonces la demanda residual efectiva es:

Ecuación 112

$$D(p) = D_T - \alpha p$$

La producción agregada de los productores “estratégicos” que se denotará por $Q = q_1 + q_2 + \dots + q_N$, define de manera indirecta el precio de mercado, a partir de la función inversa de demanda. Para el ejemplo con $S(p) = \alpha p$, se tiene que el precio del mercado es:

Ecuación 113

$$p = (D_T - D(p))/\alpha$$

Pero $D(p)$ es la demanda que le corresponde a los agentes estratégicos; y en el equilibrio, debe ser igual a la generación agregada de los mismos, esto es, $D(p) = Q$, y el precio del mercado estará dado por:

Ecuación 114

$$p(Q) = (D_T - Q)/\alpha$$

Donde α es un parámetro que debe ser estimado.

Debe ser claro que es posible una caracterización más detallada de la función de oferta agregada de los agentes tomadores de precio, por ejemplo con varios escalones. Para el caso de tres escalones se tendría la siguiente función de oferta:

$$S(p) = \begin{cases} Q_1 = \alpha_1 p & \text{para } 0 \leq p < p_1 \\ Q_2 = \alpha_2 p & \text{para } p_1 \leq p < p_2 \\ Q_3 = \alpha_3 p & \text{para } p \geq p_2 \end{cases}$$

Igualmente, se podría proponer una función cuadrática del tipo, $S(p) = \alpha_1 p^2 + \alpha_2 p + \alpha_3 = q$

Los resultados del modelo corresponden a corridas con una función cuadrática, aunque el modelo quedo con ambas funciones implementadas.

El precio p , se calcula vía la función inversa de demanda.

$$D(p) = D_T - S(p) = Q$$

$$D(p) = \begin{cases} D_T - \alpha_1 p \rightarrow P(Q) = \frac{(D_T - Q_1)}{\alpha_1} ; \text{para } 0 \leq p < p_1 \\ D_T - \alpha_2 p \rightarrow P(Q) = \frac{(D_T - Q_2)}{\alpha_2} ; \text{para } p_1 \leq p < p_2 \\ D_T - \alpha_3 p \rightarrow P(Q) = \frac{(D_T - Q_3)}{\alpha_3} ; \text{para } p \geq p_2 \end{cases}$$

Donde α_1, α_2 y α_3 son parámetros a estimar y los q_i es la oferta de los agentes tomadores de precio. Debe ser claro que la función de oferta puede tener tantos escalones como se considere necesario, sin que con ello se aumente la complejidad del problema a resolver; lo que sí es cierto, es que se requerirá estimar un mayor número de parámetros.

13.3.3.13. CONTRATOS DE LARGO PLAZO

Supóngase que se está ante un mercado de electricidad con N productores estratégicos denotados por 1, 2,..., N ; con función de costos para el agente i , dada por: $C(q_i) = c_i q_i + F_i$, donde c_i son los costos variables y F_i son los costos fijos de producción, y una franja competitiva de productores que se modela por su función de oferta $S(p)$, es decir, para un nivel de precio p , la franja competitiva produce $S(p)$. Se asume que el agente generador – comercializador ha vendido una cantidad x en contratos de largo plazo, a un precio predeterminado f . El precio spot del mercado se denota por la letra p .

13.3.3.14. EQUILIBRIO COMPETITIVO

La utilidad para cada uno de los N generadores, asumiendo costos con un comportamiento lineal, es:

Ecuación 115

$$U_i(q_1, q_2, \dots, N) = p q_i - c_i q_i - x(p - f) - F_i; i = 1, 2, \dots, N$$

El esquema de interdependencia de los agentes que es requerido por la teoría de juegos no cooperativos se materializa en su función de utilidad, a través de los precios, que es función de la cantidad producida en el mercado, $(q_1 + q_2, \dots, q_N)$. La utilidad puede escribirse:

$$U_i(q_1 + \dots, q_N) = p(q_1 + q_2, \dots, q_N) * q_i - c_i * q_i - x * (p(q_1 + q_2, \dots, q_N) - f) - F_i$$

Claramente, a mayor producción se obtiene un menor precio del mercado y en consecuencia se debe llegar a un acuerdo de producción que no es más que el equilibrio económico competitivo de Nash - Cournot. Para obtener este equilibrio competitivo, las producciones óptimas de los agentes $(q_1^* + q_2^* + \dots + q_N^*)$ deben satisfacer:

Ecuación 116

$$q_i^* = \arg \max_{q_i} u_i(q_1 + q_2, \dots, q_N)$$

En otras palabras $(q_1^* + q_2^* + \dots + q_N^*)$, son los niveles de producción que maximizan las respectivas funciones de utilidad de los agentes, asumiendo como dato de entrada la producción de sus rivales. Estas se conocen como las funciones de reacción de los agentes estratégicos, esto es, para cada producción del resto de agentes del mercado, cada agente estratégico construye una función de reacción o de respuesta a dicha producción.

El problema para el agente estratégico i viene dado por la expresión:

Ecuación 117

$$\max_{q_i} \mu_i(q_1, q_2, \dots, q_N) = q_i \frac{1}{\alpha} p(D_T - q_1 - q_2, \dots, q_i, \dots, -q_N) - c * q_i - x * (p(D_T - q_1 - q_2, \dots, q_i, \dots, -q_N) - f)$$

La condición de primer orden de optimalidad conduce a la siguiente expresión:

Ecuación 118

$$q_i = \frac{D_T - q_2 - \dots - q_N}{2} - \frac{c_i \alpha}{2} - \frac{x_i}{2} ; i = 1, 2, \dots, N$$

Luego se tienen N ecuaciones asociadas a los N generadores estratégicos, que posea cada uno de ellos una cantidad x_i contratada para todo el horizonte de análisis.

Resolviendo simultáneamente las N ecuaciones de reacción de los agentes, se llega a la situación de equilibrio Nash - Cournot con mercado paralelo de contratos de largo plazo.

Una vez determinados cada uno de los q_i , se obtiene la producción total de los agentes estratégicos, esto es,

$$Q = (q_1^* + q_2^* + \dots + q_N^*)$$

El precio del mercado estará dado por la función inversa de demanda

$$P(Q) = (D(p) - Q)/\alpha_i$$

13.3.3.15. ESQUEMA TEÓRICO DEL MODELO PROPUESTO

El objetivo es determinar la producción óptima de cada generador, en cada periodo de tiempo a lo largo del horizonte de estudio y los precios asociados, vía la función inversa de demanda.

13.3.3.15.1. Notación

La producción total del generador i en el periodo t se denotará como q_{it} . La producción térmica del generador i en el periodo t se denotará como q_{it}^T . La producción hidráulica del generador i en el periodo t se denotará como q_{it}^h . La función inversa de demanda del mercado en el periodo t se denotará como $p_t(Q_t)$.

La producción total del mercado en el periodo t se denotará como Q_t . La generación hídrica mínima requerida del generador i en el periodo t se denotará como $q_{i,min}^h$. La generación hídrica máxima del generador i en el periodo t se denotará como $q_{i,max}^h$.

13.3.3.15.2. Problema de Producción Óptima del Generador i

En las expectativas tipo Cournot cada generador maximiza su producción en el periodo t , asumiendo las cantidades de generación definidas en el periodo anterior $t-1$ para los demás agentes estratégicos como datos de entrada. El problema de producción óptimo del generador i es el siguiente:

Ecuación 119

$$\text{Max}_{q_{it}} \sum_t p_t(Q_t) q_{it} - C_i(q_{it}^T) - C_R R_t \quad (1)$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

$$q_{i,min}^h \leq q_{it}^h \leq q_{i,max}^h \quad \forall i, t$$

$$q_{it}^h, q_{it}^T \geq 0 \quad \forall i, t$$

$$q_{1t} + q_{2t} + \dots + q_{it} + \dots + q_{nt} + R_t = D_r(p) \quad \forall t$$

Donde $q_{it} = q_{it}^T + q_{it}^h$ y R_t es el racionamiento para el periodo t .

Debe notarse que en la función de beneficios del agente i se colocó un costo de racionamiento. El propósito de dicho término es servir de garante de la consistencia matemática frente a situaciones de desabastecimiento.

13.3.3.16. ESQUEMA DE SOLUCIÓN

Para la definición del esquema de solución del modelo de optimización planteado se analizaron las condiciones de optimalidad por medio de las ecuaciones de Kuhn Tucker y se verificó su consistencia desde el punto de vista económico.

El esquema de solución, obedece a un proceso de optimización por periodo a través de un recorrido hacia adelante en el horizonte de análisis, esto es, optimizar las cantidades ofertadas para un agente por cada periodo y hasta el horizonte de análisis lo determine. Luego realizar el mismo recorrido hacia adelante por cada agente, llamado optimización por agente y finalmente, verificar las condiciones de equilibrio de Nash con el nivel de tolerancia para el error. En resumen, optimización por periodo, luego optimización por agente, finalmente equilibrio de Nash. Detalles sobre los pasos del algoritmo definidos se presenta a continuación.

1. Inicio. Definir las condiciones iniciales de los agentes, los q_i de cada agente en $t=0$ es la generación mínima.
2. Resolver el problema de optimización para un agente durante todo el horizonte de análisis, esto es, hallar el valor de q_i para un agente i para el periodo t , considerando los q_i de los demás agentes estratégicos hallados en el periodo anterior ($t-1$), verificando que la oferta agregada satisfaga la demanda $D(p)$ del periodo t . Repetir esto por cada periodo t del horizonte de análisis.

3. Resolver el problema de optimización para todos los i agentes de la forma como se resolvió para uno de ellos en el paso anterior, dejando fijo el valor de los q_i hallados para los $i-1$ agentes optimizados en el paso anterior.
4. Verificar la existencia del equilibrio de Nash, es decir, las diferencias entre los q_i de una iteración anterior en comparación con los q_i de la iteración actual son despreciables (nivel de tolerancia del error).
5. Si no hay equilibrio de Nash hago otra iteración, es decir, repetir desde el paso 2 hasta el 4.
6. Si hay equilibrio termine.

13.3.3.17. DATOS BÁSICOS

Los datos básicos a requerirse, para la entrada al modelo son las siguientes:

- HIDROLOGÍA
 - Caudales históricos
- COMBUSTIBLES
 - Costo de los combustibles
- PLANTAS DE GENERACIÓN
 - Plantas hidráulicas
 - Potencia
 - Factor de conversión
 - Disponibilidad
 - Caudales
 - Volumen embalse
 - Plantas térmicas
 - Potencia
 - Factor de conversión
 - Disponibilidad
- RED
 - Áreas

13.3.3.18. DATOS MODELO ESTIMACIÓN PRECIOS

13.3.3.18.1. DATOS HIDROLOGICOS

Corresponde a los valores de los caudales definidos por los modelos hidrológicos para los diferentes escenarios de análisis de sensibilidad y los definidos por el IDEAM en el estudio titulado "CAMBIO CLIMÁTICO EN TEMPERATURA, PRECIPITACION Y HUMEDAD RELATIVA PARA COLOMBIA USANDO MODELOS METEOROLÓGICOS DE ALTA RESOLUCION (PANORAMA 2011-2100)" (Ruiz, 2010b), descritos en el componente hidrológico de éste informe.

13.3.3.18.2. DATOS TÉCNICOS DE LAS PLANTAS

Corresponde a los valores reportados sobre las características técnicas de las plantas de generación. Los datos técnicos de las plantas se pueden obtener de los datos de entrada del MPODE

Las otras fuentes de los datos pueden ser, primero la base de datos de los parámetros técnicos del sistema PARATEC de XM, la cual contiene toda la información oficial y actualizada de las características técnicas de los diferentes elementos que conforman el sistema Interconectado Nacional y segundo las circulares que publica la CREG, cuando se va a realizar un proceso de convocatoria para una subasta de energía, dando a conocer los parámetros; y las actas del Consejo Nacional de Operación en donde los diferentes agentes reportan sus datos.

13.3.3.18.3. INFORMACIÓN DE LAS CADENAS Y SISTEMAS HIDRAÚLICOS

Corresponde a forma como se definió la conformación de los sistemas y cadenas hidráulicas de generación, definiendo los caudales de entrada a cada una de las plantas de generación, y embalses y como a su vez la energía turbinada o vertida por cada una de las plantas ingresa a otra planta o embalse.

Los datos de la información de las cadenas y sistemas hidráulicos se pueden obtener de los datos de entrada del MPODE, específicamente en la información de cada una de las plantas.

Las otras fuentes de los datos pueden ser, primero, las circulares que publica la CREG, cuando se va a realizar un proceso de convocatoria para una subasta de energía, dando a conocer los parámetros; y las actas del Consejo Nacional de Operación en donde los diferentes agentes reportan sus datos.

Es importante tener en cuenta que pueden haber diferentes formas de reportar y configurar las cadenas hidráulicas, siendo en este caso utilizada la que trae el MPODE la cual se presenta a continuación.

Tabla 126 Formato hidrología MPODE

Caudal de entrada	Planta de Generación	Energía Turbinada	Energía Vertida	Otros Usos
Número de la hidrología que llega directamente a la planta de generación.	Nombre de la planta de generación o arco	Número de la planta de generación a la cual llega la energía turbinada de la planta	Número de la planta de generación a la cual llega la energía vertida de la planta	Cantidad de caudal perdida o que va direccionada a otros usos.

Otra forma como se reporta la información de conformidad con la Resolución CREG 071 de 2006 y aquellas que la modifiquen, es la siguiente

Tabla 127 Formato hidrología CREG 071 de 2006

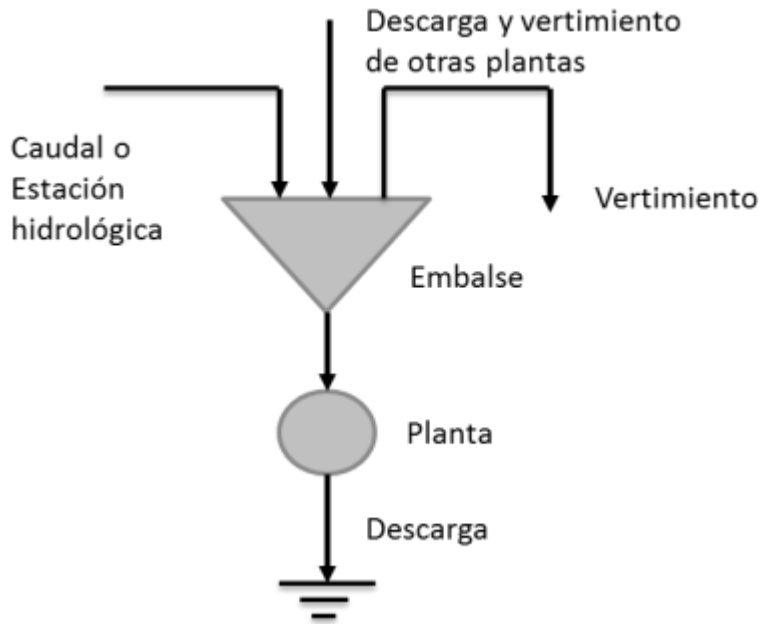
Elemento		Aportes				Descargas				Vertimiento			
Clase	Nombre	Río	Embalse	Planta	Otro	Río	Embalse	Planta	Otro	Río	Embalse	Planta	Otro

Tabla 128 Clases - CREG 071 de 2006

Clase	
(P)	Planta
(E)	Embalse
(AD)	Arco de descarga
(B)	Bombeo

(F)	Filtraciones
(OU)	Otros usos

Figura 144 Esquema general de hidrología.



13.3.3.19. INFORMACIÓN DE LOS EMBALSES

De igual manera, la información referente a los embalses se encuentra en las bases de datos del MPODE, relacionada con cada una de las plantas o arcos de generación, es decir, en la misma base de datos donde se encuentran los datos de las características técnicas de las plantas de generación hidráulica y de la información hidrológica.

Tabla 129 Formato Embalses MPODE

Planta de Generación	Volumen Máximo (m3)	Volumen Mínimo (m3)	Volumen Inicial (p.u)
Nombre de la planta de generación o arco	Volumen máximo del embalse	Volumen máximo del embalse	Volumen actual del embalse e inicial para efectos de simulación como fracción del Volumen útil ($V_{max}-V_{min}$)

Igualmente, el formato en que se presentan los datos de los embalses de acuerdo con la Resolución CREG 071 de 2006 es el siguiente:

Tabla 130 Formato Embalses CREG 071 de 2006

EMBALSES		
Embalse	Mínimo Técnico (Mm^3)	Máximo Técnico (Mm^3)

13.3.3.20. COSTOS DE GENERACIÓN TÉRMICAS

Para la determinación de los costos de las plantas de generación de las plantas térmicas se utilizan los datos de costos de las plantas térmicas que se encuentran en el MPODE, dichos valores corresponden a los valores reconocidos por la CREG a las plantas térmicas por concepto de reconciliación positiva. El precio de referencia para la reconciliación positiva es el precio regulado que el sistema le reconoce a las plantas térmicas cuando generan por fuera de mérito, es decir, cuando tienen que ser despachadas por generación de seguridad. Los costos de las plantas de generación térmica son:

Ecuación 120

$$CT = CSC + CTC + COM + OCV + \frac{CAP}{G}$$

CSC: es el costo de suministro del combustible

CST: es del costo de transporte del combustible

COM: son los costos de operación y mantenimiento reconocido por la CREG para cada tipo de tecnología

OCV: son otros costos variables, cargos e imposiciones que el generador debe pagar por cada unidad de energía generada. Ellos son: CERE, AGC, FAZNI, y Ley99.

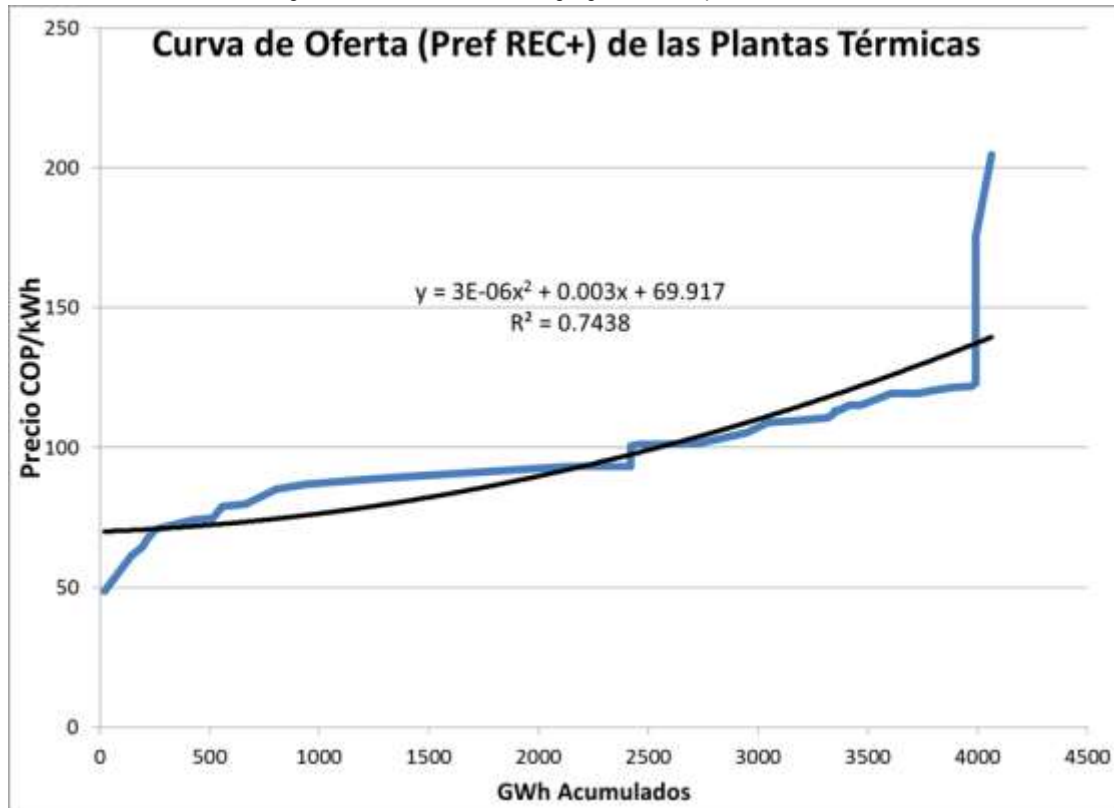
CAP: son los costos de arranque y parada

G: la generación

Los costos de arranque y parada ofertados por el agente, son variabilizados en las horas de operación de la planta. Al ser fundamentalmente, costos de arranque y parada unos costos fijos, además de ser propios de la operación de corto plazo, para los modelos de largo plazo no se consideran debido a que estos están fundamentados en los costos marginales variables de las plantas.

A partir de los costos de generación de las plantas térmicas se construye una curva agregada de oferta para las plantas térmicas, se obtiene la cantidad con la disponibilidad de la planta, que entraría a generar en relación con el precio y se obtiene la curva inversa de demanda requerida en el modelo al ser descontada dicha cantidad de la demanda total de energía.

Figura 145 Curva de Oferta agregada de las plantas térmicas



13.3.3.21. DEMANDA DE ENERGÍA

Corresponde a las necesidades de energía del sistema

La información se puede encontrar en los datos del MPODE

La información de referencia para la proyección de demanda de energía es la presentada por la UPME en su plan de expansión vigente.