UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE SISTEMAS
DEPARTAMENTO DE INVESTIGACION DE OPERACIONES

www.bdigital.ula.ve

# "MODELADO Y SIMULACION DE UNA CENTRAL HIDROELECTRICA MEDIANTE SIMULACION HIBRIDA CONTINUA-DISCRETA"

Por: Karla Patricia Ramírez Araujo

Proyecto presentado ante la ilustre Universidad de Los Andes como requisito final para optar al titulo de Ingeniero de Sistemas

Tutor:
Prof. Sebastián Medina

Mayo de 2005

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

A mis Padres, porque con mucho cariño y esfuerzo siempre me dieron lo mejor de ellos.

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

# Agradecimientos

A Dios, porque nunca ha soltado mi mano y por saber escucharme. Gracias.

A mis Padres, fuente inagotable de amor, consejos y paciencia, a ustedes le debo todo lo que soy y todo lo que seré, los amo con todo mi corazón.

Al Prof. Sebastián Medina, por brindarme su asesoría y su tiempo, por ser más que un tutor ser mi amigo. Gracias por todo.

www.bdigital.ula.ve

Al Prof. Ernesto Mora, por toda su asesoría, apoyo y tiempo.

A Oscar, por estar siempre a mi lado en las buenas y en las malas y comprender que soy humana.

A mi Familia, por quererme y nunca olvidarse de mi a pesar de la distancia.

A todos mis queridos Amigos, especialmente Johanna, Yovert y Luis Alberto, por su valiosa amistad, por su confianza y ayuda en casi toda mi carrera universitaria.

Al Despacho de Carga de CADAFE, por su ayuda incondicional.



Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

# Resumen

En esta tesis se elaboró un estudio detallado del modelado y simulación de tres Centrales Hidroeléctricas que conforman el Sistema de Potencia Occidental, utilizando Simulación Híbrida con modelos continuos-discretos, bajo el entorno de simulación ARENA y una interfaz con Visual Basic 6.

Por medio del modelo desarrollado en este estudio, se puede realizar una planificación estratégica de la generación de una central hidroeléctrica. Mediante la simulación del mismo se pueden obtener estimaciones de datos relevantes de la operación de centrales de este tipo, como lo son: el nivel de agua del embalse, los caudales de agua turbinada y aliviada en cualquier instante del funcionamiento del sistema, las pérdidas y rendimientos, entre otros. Para llevar a cabo dicho objetivo se ha realizado la identificación de los diferentes elementos, la interconexión de subsistemas, así como el análisis del sistema completo mediante la simulación del mismo.

Es importante señalar que la operatividad de estas centrales se realiza bajo ciertas políticas que aseguran el equilibrio en las dos épocas del año (lluvias y verano), es por ello que este estudio integra un sistema experto para la generación de energía en las tres centrales, de manera tal que permita la conservación del nivel de agua de los embalses y así asegurar la generación en el futuro, convirtiendose este modelo en una herramienta útil para la administración de una central.

Palabras Clave:
Simulación, Modelos Matemáticos, Simulación Híbrida, Sistema Experto



www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

# Indice general

**1. Introducción** **1**

1.1. Introducción . . . . . 1

1.2. Antecedentes de la Investigación . . . . . 3

1.3. Planteamiento del Problema . . . . . 4

1.4. Justificación e Importancia de la Investigación . . . . . 6

1.5. Objetivos . . . . . 7

1.5.1. Objetivo General . . . . . 7

1.5.2. Objetivos Específicos . . . . . 8

1.6. Métodos y Herramientas . . . . . 8

1.7. Delimitación del Estudio . . . . . 11

**2. Marco Teórico** **14**

2.1. Reseña Histórica de la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE) . . . . . 14

2.2. Parque de Generación de CADAFE . . . . . 16

2.3. Plantas Eléctricas del Sistema de Potencia Occidental . . . . . 17

2.3.1. Centrales Hidroeléctricas . . . . . 17

2.3.2. Centrales Turbo Gas . . . . . 18

2.4. Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.) . . . . . 19

2.5. Generalidades de las Centrales Hidroeléctricas . . . . . 23

2.5.1. Definición . . . . . 23



www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

2.5.2. Ventajas de las Centrales Hidroeléctricas . . . . . 24
2.5.3. Desventajas de las Centrales Hidroeléctricas . . . . . 24
2.5.4. Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas . . . . . 25
2.5.5. Componentes de una Central Hidroeléctrica . . . . . 30
2.6. Descripción del Sistema Bajo Estudio . . . . . 38
2.6.1. Embalse Santo Domingo . . . . . 38
2.6.2. Central Hidroeléctrica *"General José Antonio Páez"* . . . . . 40
2.6.3. Embalse Boconó-Tucupido . . . . . 41
2.6.4. Central Hidroeléctrica *"Juan Antonio Rodríguez Domínguez"* . . . 43
2.6.5. Embalse Uribante . . . . . 44
2.6.6. Central Hidroeléctrica *"Leonardo Ruiz Pineda"* . . . . . 46
2.7. Metodologías . . . . . 47
2.7.1. Modelado de Procesos . . . . . 47
2.7.2. Estudio Batimétrico de los Embalses . . . . . 50
2.7.3. Series Temporales . . . . . 52
2.7.4. Sistemas Expertos . . . . . 54
2.8. Recopilación y Análisis Estadístico de Datos . . . . . 55
2.8.1. Recopilación de Datos . . . . . 55
2.8.2. Análisis Estadístico de Datos . . . . . 56

**3. Modelado del Sistema** **71**
3.1. Descripción Informal del Sistema . . . . . 72
3.2. Modelo Estático del Sistema . . . . . 74
3.3. Descripción del Modelo Lógico . . . . . 75
3.3.1. Descripción de los Módulos de ARENA . . . . . 76
3.3.2. Descripción del Modelo Lógico en ARENA . . . . . 81
3.3.3. Descripción del Modelo en código *Visual Basic (VB)* . . . . . 94

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

**4. Simulación del Sistema** **98**

4.1. Simulación del Modelo . . . . . 98

4.2. Identificación de los Escenarios de Simulación . . . . . 99

4.2.1. Escenario 1: Epoca de lluvias normal . . . . . 99

4.2.2. Escenario 2: Epoca de verano normal . . . . . 100

4.2.3. Escenario 3: Epoca de sequía extrema con niveles de agua adecuados 102

4.2.4. Escenario 4: Epoca de sequía con niveles de agua bajos . . . . . 103

4.2.5. Escenario 5: Aumento de la capacidad instalada de la Central Juan Antonio Rodríguez . . . . . 104

4.3. Resultados obtenidos de los Escenarios . . . . . 104

4.3.1. Escenario 1: Epoca de lluvias normal . . . . . 104

4.3.2. Escenario 2: Epoca de verano normal . . . . . 133

4.3.3. Escenario 3: Epoca de sequía extrema con niveles de agua adecuados 147

4.3.4. Escenario 4: Epoca de sequía con niveles de agua bajos . . . . . 156

4.3.5. Escenario 5: Aumento de la capacidad instalada de las Centrales . . 162

**5. Conclusiones y Recomendaciones** **168**

5.1. Conclusiones . . . . . 169

5.1.1. Central *"Gral. José Antonio Páez"* . . . . . 169

5.1.2. Central *"Juan Antonio Rodríguez"* . . . . . 170

5.1.3. Central *"Leonardo Ruiz Pineda"* . . . . . 171

5.2. Recomendaciones . . . . . 172

**Bibliografía** **174**

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

# Indice de Tablas


2.1. Energía Generada en Venezuela para el año 2.003 . . . . . 16
2.2. Capacidad de las Centrales Hidroeléctricas Venezolanas . . . . . 18
2.3. Demanda Máxima por Empresa Venezolana. Año 2.003 . . . . . 19
2.4. Características Principales del Embalse Santo Domingo . . . . . 39
2.5. Características Principales del Embalse Boconó-Tucupido . . . . . 43
2.6. Características Principales del Embalse Uribante . . . . . 46
2.7. Meses en Epoca de Lluvia y Epoca de Verano en Venezuela . . . . . 56
2.8. Aporte de Agua de los Ríos por Central . . . . . 58
2.9. Capacidad de Descarga de los Aliviaderos de los Embalses . . . . . 65
2.10. Dimensiones de los Aliviaderos . . . . . 66
2.11. Caudal de Agua Turbinada de las Centrales . . . . . 67

3.1. Niveles Máximos y Mínimos de los Embalses . . . . . 73
3.2. Límites del Nivel de Agua para el Encendido y Apagado de Máquinas . . . 85
3.3. Compras de Energía CADAFE por cantidad y costo. Año 2.004 . . . . . 91

4.1. Condiciones Iniciales. Escenario 1 . . . . . 100
4.2. Condiciones Iniciales. Escenario 2 . . . . . 101
4.3. Condiciones Iniciales. Escenario 3 . . . . . 102
4.4. Condiciones Iniciales. Escenario 4 . . . . . 103
4.5. Estadísticas del Nivel de Agua de los Embalses. Escenario 1 . . . . . 105
4.6. Intervalo de Confianza del Nivel de Agua de los Embalse. Escenario 1 . . . 105




www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

4.7. Estadísticas del Caudal de Agua Aliviada. Escenario 1 . . . . . 111
4.8. Estadísticas del Caudal de Agua Turbinado. Escenario 1 . . . . . 113
4.9. Intervalo de Confianza del Caudal de Agua Turbinada. Escenario 1 . . . . . 114
4.10. Promedios de Consumo de Agua por Central. Escenario 1 . . . . . 116
4.11. Estadísticas de la Demanda de Energía Pronosticada. Escenario 1 . . . . . 117
4.12. Estadísticas Potencia Generada del Sistema de Potencia. Escenario 1 . . . . 119
4.13. Estadísticas de la Potencia Generada - Central Jose A. Páez. Escenario 1 . . 123
4.14. Estadísticas de la Potencia Generada - Central Juan A. Rodríguez. Escenario 1 . . . . . 125
4.15. Estadísticas de la Potencia a Exportar. Escenario 1 . . . . . 129
4.16. Estadísticas de la Potencia a importar. Escenario 1 . . . . . 132
4.17. Estadísticas de la Cota del Nivel de Agua. Escenario 2 . . . . . 134
4.18. Estadísticas del Caudal de Agua Turbinada. Escenario 2 . . . . . 138
4.19. Caudal de Agua Turbinado - Central LRP. Escenario 2 . . . . . 139
4.20. Estadísticas de la Demanda de Energía Pronosticada. Escenario 1 . . . . . 141
4.21. Estadísticas de la Potencia a importar. Escenario 2 . . . . . 145
4.22. Estadísticas de la Cota del Nivel de Agua. Escenario 3 . . . . . 147
4.23. Estadísticas de la Potencia a Importar. Escenario 3 . . . . . 154
4.24. Estadísticas de la Cota del Nivel de Agua. Escenario 4 . . . . . 157
4.25. Estadísticas de la Cota del Nivel de Agua. Escenario 5 . . . . . 163
4.26. Estadísticas de la Potencia Generada. Escenario 5 . . . . . 166

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

# Indice de figuras

2.1. Ubicación Geográfica del Parque de Generación CADAFE . . . . . 17
2.2. Parque de Generación. Empresas Públicas y Privadas . . . . . 21
2.3. Distribución de la Capacidad Instalada en Venezuela . . . . . 23
2.4. Esquema de una Central de Agua Fluente . . . . . 26
2.5. Esquema de una Central Integrada a la Presa . . . . . 27
2.6. Esquema de una Central a Pie de Presa . . . . . 28
2.7. Central Alejada de la Presa . . . . . 28
2.8. Esquema de una Central Alejada de la Presa . . . . . 29
2.9. Presa de Hormigón Armado de Gravedad . . . . . 31
2.10. Presa de Hormigón Armado de Bóveda . . . . . 31
2.11. Aliviadero de la Presa Uribante . . . . . 32
2.12. Toma de Agua de la Presa Santo Domingo . . . . . 33
2.13. Chimenea de Equilibrio . . . . . 34
2.14. Casa de Máquinas de la Central "Juan Antonio Rodríguez" . . . . . 37
2.15. Perímetro del Embalse Santo Domingo . . . . . 38
2.16. Central Hidroeléctrica *"General José Antonio Páez"* . . . . . 40
2.17. Perímetro del Embalse Boconó a la Cota de 262,5 m.s.n.m. . . . . 41
2.18. Perímetro del Embalse Tucupido a la Cota de 262,5 m.s.n.m. . . . . 42
2.19. Embalse Boconó-Tucupido y la Central Hidroeléctrica "Juan Antonio Rodríguez" . . . . . 44
2.20. Perímetro del Embalse Uribante . . . . . 45



www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

2.21. Embalse Uribante y Presa La Honda . . . . . 47
2.22. Pasos en un Estudio de Simulación . . . . . 49
2.23. Metodología Satelital . . . . . 52
2.24. Promedio de Aporte de Agua Diario a los Embalses . . . . . 57
2.25. Promedio Diario de la Potencia Demandada. Mes de Enero . . . . . 59
2.26. Promedio de la Demanda Semanal. Mes de Enero . . . . . 60
2.27. Datos Reales y Pronóstico de la Demanda. Mes de Julio . . . . . 61
2.28. Volumen Util Vs. Cota y Curva de Ajuste para el Embalse Santo Domingo . 64
2.29. Caudal de Agua Descargado . . . . . 66

3.1. Representación del Modelo Estático del Sistema . . . . . 75
3.2. Descripción del módulo CREATE . . . . . 76
3.3. Descripción del módulo ASSIGN . . . . . 76
3.4. Descripción del módulo DECIDE . . . . . 77
3.5. Descripción del módulo DETECT . . . . . 77
3.6. Descripción del módulo CSTATS . . . . . 78
3.7. Descripción del módulo LEVEL . . . . . 78
3.8. Descripción del módulo CONTINUOUS . . . . . 79
3.9. Descripción del módulo RATES . . . . . 79
3.10. Descripción del módulo READWRITE . . . . . 80
3.11. Descripción del módulo SEPARATE . . . . . 80
3.12. Descripción del módulo VBA . . . . . 81
3.13. Descripción del módulo DISPOSE . . . . . 81
3.14. División del Modelo en Submodelos . . . . . 82
3.15. Submodelo Demanda de Energía . . . . . 83
3.16. Submodelo Encendido de Máquinas para Epoca de Lluvia . . . . . 84
3.17. Submodelo Encendido de Máquinas para Epoca de Verano . . . . . 87
3.18. Submodelo Apagado de Máquinas: Por exceso de generación . . . . . 88
3.19. Submodelo Apagado de Máquinas: Según el nivel de agua . . . . . 90

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

3.20. Submodelo Exportar e Importar . . . . . 91
3.21. Submodelo Registros . . . . . 92
3.22. Submodelo Central JAP . . . . . 93
3.23. Submodelo Gráficos JAP . . . . . 94

4.1. Nivel de Agua del Embalse Santo Domingo. Escenario 1 . . . . . 106
4.2. Nivel de Agua del Embalse Boconó-Tucupido. Escenario 1 . . . . . 108
4.3. Nivel de Agua del Embalse Uribante. Escenario 1 . . . . . 110
4.4. Caudal de Agua Aliviada del Embalse Santo Domingo. Escenario 1 . . . . 112
4.5. Caudal de Agua Turbinada - Central José A. Páez. Escenario 1 . . . . . 113
4.6. Caudal de Agua Turbinada - Central Juan A. Rodríguez. Escenario 1 . . . . 114
4.7. Demanda de Energía e Intervalo de Confianza. Escenario 1 . . . . . 118
4.8. Generación de Energía e Intervalo de Confianza. Escenario 1 . . . . . 120
4.9. Demanda y Generación de Energía. Escenario 1 . . . . . 121
4.10. Generación Central JAP e Intervalo de Confianza. Escenario 1 . . . . . 124
4.11. Generación Central JAR e Intervalo de Confianza. Escenario 1 . . . . . 126
4.12. Generación y Caudal Turbinado - Central JAR. Escenario 1 . . . . . 127
4.13. Promedio de Potencia a Exportar e Intervalo de Confianza. Escenario 1 . . . 130
4.14. Potencia a Importar e Intervalo de Confianza. Escenario 1 . . . . . 133
4.15. Nivel de Agua del Embalse Santo Domingo. Escenario 2 . . . . . 134
4.16. Nivel de Agua del Embalse Boconó-Tucupido. Escenario 2 . . . . . 136
4.17. Nivel de Agua del Embalse Uribante. Escenario 2 . . . . . 137
4.18. Caudal de Agua Turbinada - Central LRP. Escenario 2 . . . . . 140
4.19. Promedio Demanda de Energía e Intervalo de Confianza. Escenario 2 . . . 142
4.20. Promedio Generación de Energía. Escenario 1 . . . . . 143
4.21. Potencia Demandada y Generada. Escenario 2 . . . . . 144
4.22. Potencia a Importar e Intervalo de Confianza. Escenario 2 . . . . . 146
4.23. Nivel de Agua Embalse Santo Domingo. Escenario 3 . . . . . 147
4.24. Nivel de Agua Embalse Boconó-Tucupido. Escenario 3 . . . . . 148

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

4.25. Nivel de Agua Embalse Boconó-Tucupido. Escenario 2 y 3 . . . . . 149
4.26. Nivel de Agua Embalse Uribante. Escenario 3 . . . . . 151
4.27. Potencia Generada por las Centrales. Escenario 3 . . . . . 152
4.28. Nivel de Agua y Potencia Generada - Central JAP. Escenario 3 . . . . . 152
4.29. Potencia Generada y Demandada. Escenario 3 . . . . . 153
4.30. Potencia a Importar. Escenario 3 . . . . . 155
4.31. Promedio Potencia a Importar del Escenario 1 y Escenario 3 . . . . . 156
4.32. Nivel de Agua del Embalse Santo Domingo. Escenario 4 . . . . . 158
4.33. Nivel de Agua del Embalse Boconó-Tucupido. Escenario 4 . . . . . 159
4.34. Nivel de Agua del Embalse Uribante. Escenario 4 . . . . . 160
4.35. Nivel de Agua y Generación - Central LRP. Escenario 4 . . . . . 161
4.36. Potencia Generada y Demandada. Escenario 4 . . . . . 162
4.37. Nivel de Agua Embalse Santo Domingo. Escenario 5 . . . . . 163
4.38. Nivel de Agua Embalse Boconó-Tucupido. Escenario 5 . . . . . 164
4.39. Nivel de Agua Embalse Uribante. Escenario 5 . . . . . 165
4.40. Potencia Demandada y Generada. Escenario 5 . . . . . 167

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

# Capítulo 1

# Introducción

En este capítulo se identifica el problema planteado, los antecedentes, la justificación e importancia del proyecto, los objetivos generales y específicos, las herramientas y metodologías usadas, así como también las delimitaciones del estudio.

www.bdigital.ula.ve

## 1.1. Introducción

A lo largo de la evolución humana, el hombre ha buscado y creado herramientas para la solución de problemas de una manera fácil y sencilla, por ende la supervivencia del mismo ha estado estrechamente ligada a su creatividad, ingenio y uso de los recursos del universo y de la tierra.

Es por ello que hoy en día el hombre ha convertido uno de los recursos más importantes en el universo como lo es la electricidad, en un recurso vital para su supervivencia, logrando que la energía eléctrica sea pilar en la evolución social y científica.

Podría decirse que en Venezuela se comenzó a utilizar la electricidad en el año 1.873, cuando el Ingeniero Vicente Marcano realizó una demostración pública de aparatos de arco



Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

para el alumbrado urbano y dicha energía era suministrada por una dínamo impulsado por una unidad de vapor. Luego, en el año 1.883, se iluminaron algunos lugares públicos de Caracas con motivo de la conmemoración del centenario del natalicio de Simón Bolívar, y ya para el año 1.888 es inaugurado el alumbrado público de la ciudad de Valencia y en ese mismo año en Maracaibo.

A partir de ese momento la sociedad venezolana en constante crecimiento, exige que la generación de energía eléctrica tenga una buena garantía de suministro y calidad acorde con las exigencias y necesidades actuales, unido a esto, el crecimiento industrial en el sector productivo del país, hace cada vez más necesario medios de transmisión de energía más seguros y constantes.

Basándonos en lo anterior, esta investigación surge de la inquietud de poder conocer con la mayor exactitud posible sobre la generación de energía eléctrica por parte de las centrales eléctricas en Venezuela, y para alcanzar este objetivo se planificó la investigación sobre el proceso de generación de energía eléctrica que realiza una central hidroeléctrica, específicamente el proceso de generación de tres centrales hidroeléctricas ubicadas en el occidente del país (Mérida, Trujillo y Barinas) propiedad de la Corporación CADAFE, utilizando herramientas de la Investigación de Operaciones como lo son el Modelado y la Simulación para el estudio del comportamiento del sistema.

www.bdigital.ula.ve

Los resultados obtenidos de dicha investigación están divididos en cinco capítulos, presentados de la siguiente manera:

En el **Capítulo 1**, se identifica el proyecto en estudio, su justificación e importancia como tema de investigación, se define el objetivo general y los objetivos específicos, los antecedentes de la misma, las metodologías y herramientas utilizadas para su estudio, las delimitaciones y simplificaciones hechas para el modelado del sistema.

En el **Capítulo 2**, se definen los aspectos más resaltantes de las empresas eléctricas

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

en el país y de las centrales hidroeléctricas, la descripción de los métodos y herramientas mencionados en el Capítulo 1, además se describe el sistema bajo estudio y se presenta el análisis estadístico de los datos para el modelado de las centrales.

En el **Capítulo 3**, se presenta la descripción del modelo verbal y la implementación del modelo formal de la simulación en el software ARENA y *Visual Basic 6*, además de una pequeña iniciación en este lenguaje de simulación.

En el **Capítulo 4**, se presentan los resultados obtenidos de la simulación del modelo, se describen los diferentes escenarios planteados para el estudio del comportamiento del mismo, los resultados obtenidos en cada uno de ellos y sus análisis respectivos.

Finalmente, en el **Capítulo 5** se presentan las conclusiones y recomendaciones del proyecto, además se presenta la propuesta para la toma de decisiones en el proceso de generación de las tres centrales hidroeléctricas.

www.bdigital.ula.ve

## 1.2. Antecedentes de la Investigación

Esta investigación está basada a partir de dos investigaciones desarrolladas en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Los Andes.

El primero de estos trabajos, es un Proyecto de Grado elaborado en la Escuela de Eléctrica por el Br. Gonzalez y el Ing. Ernesto Mora, (*"Optimización del consumo de la energía hidroeléctrica almacenada en los embalses que conforman el Sistema de Potencia Occidental"*), el cual trata sobre la implementación de un sistema que permite el control de la energía hidroeléctrica almacenada en los embalses del Sistema de Potencia del Occidente del país, mediante el cual se programe la generación de la energía hidroeléctrica en función del control del nivel de los embalses.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

La segunda investigación *"Proyecto de Simulación de una Represa Hidroeléctrica"*, fue hecha en la Escuela de Sistemas, como un proyecto de fin de curso de Simulación bajo la tutoría del Prof. Sebastián Medina, donde se plantea simular, usando el motor de simulación continua del software ARENA, la generación de electricidad en una central hidroeléctrica, sin embargo este trabajo no fue completado debido a que en esos momentos no se contó con datos reales de ninguna represa venezolana, ocasionando que la mayoría de los datos necesarios se manejarán bajo suposiciones y sólo se realizó una interfaz ARENA con *Visual Basic*.

A partir de estos proyectos y de la asesoría con uno de los tutores, el Ing. Ernesto Mora, se propuso unir estas dos investigaciones para desarrollar un modelo del proceso de generación del Sistema Interconectado de Generación Hidroeléctrica de Occidente, conformado por las Centrales *José Antonio Páez, Juan Antonio Rodríguez* y *Leonardo Ruiz Pineda*.

www.bdigital.ula.ve

## 1.3. Planteamiento del Problema

Venezuela tiene un consumo elevado y eso no es necesariamente el reflejo de una intensa actividad económica, más bien hemos estado en período de recesión con unos consumos muy altos. De hecho, Venezuela tiene el consumo per cápita más alto de toda Latinoamérica, tenemos cerca de 4.000 kilovatios/hora [8].

Para satisfacer este consumo, la Industria Eléctrica Venezolana cuenta con una capacidad nominal instalada de 19.667 MW, de los cuales el 63,5 % lo constituyen Plantas Hidroeléctricas ubicadas en Guayana y en Los Andes [8].

La Corporación CADAFE cubre las áreas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica a través del Sistema Occidental Interconectado que comprende los

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Estados: Táchira, Mérida, Trujillo y parte de Zulia y Apure, con una capacidad instalada de 3.755 MW, de los cuales el 83,50 % son de origen térmico y el 16,50 % restantes son generados por Centrales Hidráulicas [7].

Su parque de generación está conformado por 19 plantas, de éstas 16 son plantas térmicas con una capacidad instalada de 3.135 MW; las tres restantes son Centrales Hidroeléctricas: General José Antonio Páez (Estado Mérida), Juan Antonio Rodríguez Domínguez (Estado Barinas) y Leonardo Ruiz Pineda (Estado Táchira), con una capacidad instalada total de 620 MW.

La zona occidental del país es abastecida por tres centrales hidroeléctricas[1] , es por ello que en épocas de sequía las fallas eléctricas en éstas regiones son inevitables. En tal sentido para poder minimizar estos problemas es necesario una buena administración de los embalses y de las centrales termoeléctricas para poder garatizar la generación en todo el año.

www.bdigital.ula.ve

Por otra parte, varias unidades de las centrales térmicas están fuera de servicio, por ejemplo Planta Táchira posee una capacidad instalada de 268 MW y sólo se cuenta en promedio con una generación de 5 MW, aunque en tiempos de contingencia, como estamos viviendo en la actualidad, el aporte de esta planta es de 105 MW mediante la generación de gas oil[2] , lo que hace necesario un mayor uso de las centrales hidroeléctricas, a pesar de que éstas no deban ser utilizadas en todo el año y menos ser utilizadas a su máxima capacidad como ocurre en la actualidad ya que se corre el riesgo de bajar el nivel de agua del embalse de una manera irremediable.

A partir de esto, los problemas en el sector eléctrico occidental y central del país surgen al presentarse un año seco o fenómenos ambientales como El Niño hace tres años, que traen como consecuencia que las centrales hidráulicas no tengan energía potencial embalsada

[1] Además de la Planta Termoeléctrica Táchira
[2] Fuente: Diario El Tiempo, [24]

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

suficiente para generar la potencia demandada, pero generalmente en épocas de sequía ésta potencia es mayor que en épocas de lluvia, ya que, según las estadísticas, en épocas de crisis la demanda del servicio eléctrico se incrementa entre un 10 y un 12 % interanual, lo que trae como consecuencia inevitable el racionamiento de electricidad en algunas regiones del país.

Unido a esto, existen limitaciones en la importación de energía eléctrica hacia el Occidente del país desde el Sistema Interconectado Nacional, especialmente proveniente del Guri, debido a que el sistema de transmisión se encuentra limitado en cuanto a su capacidad, sin embargo este problema será solventado en gran parte ya que se está construyendo una nueva línea de 230 KV Acarigua-Planta Páez, y se espera su culminación para Mayo de este año.

## 1.4. Justificación e Importancia de la Investigación

www.bdigital.ula.ve

En términos generales, debido a la gran importancia que tiene la generación de energía eléctrica ya sea térmica, hidráulica o nuclear, existe una gran necesidad de modelado tanto para la planificación de estos sistemas a largo plazo, como también de la operación de las centrales a corto y mediano plazo.

Esta tesis tiene como fin realizar el modelado y simulación de las tres Centrales Hidroeléctricas del Sistema de Potencia Occidental, utilizando para ello simulación híbrida por medio de modelos continuos-discretos, para así estimar el funcionamiento de las centrales para un mejor aprovechamiento y administración del potencial hidroeléctrico de los embalses.

Este tipo de plantas de generación de electricidad utilizan la energía de las aguas de los ríos para impulsar una turbina que a su vez hace girar al generador eléctrico, es por ello

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

que el desarrollo de las Centrales Hidroeléctricas, ha de jugar un papel importante en el abaratamiento de los costos y accesibilidad a las fuentes de energía, así como en la sustitución de los combustibles fósiles debido a sus altos costos. Aunque el desarrollo de una central hidroeléctrica requiere costos de inversión inicial relativamente altos en comparación con las centrales termoeléctricas con igual capacidad, se ha demostrado que a largo plazo las centrales hidroeléctricas son más económicas respecto al consumo [3].

Una buena administración de las centrales y de sus embalses se ve reflejada especialmente durante la época de sequía, ya que en ésta época hay un alto potencial demandado, además que los embalses reciben muy poca cantidad de agua por parte de los ríos, es por ello que se requiere de una operación especial de las mismas para así garantizar el funcionamiento de las mismas en el futuro.

Por este motivo es de gran importancia tener un sistema capaz de estimar la producción de energía eléctrica de las centrales hidroeléctricas y su comportamiento para satisfacer la demanda de electricidad en las dos épocas del año, así como también poder conocer y predecir el comportamiento de ciertos parámetros como lo son la demanda y la generación y así conservar la estabilidad total del sistema.

www.bdigital.ula.ve

## 1.5. Objetivos

### 1.5.1. Objetivo General

Realizar un modelo de simulación del proceso de generación de energía eléctrica de las tres Centrales Hidroeléctricas que conforman el Sistema de Potencial Occidental de CADAFE.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

### 1.5.2. Objetivos Específicos

- Conocer el proceso de generación de energía eléctrica de una Central Hidroeléctrica, a fin de comprender el funcionamiento del sistema, identificando su medio ambiente y los factores influyentes en su comportamiento.
- Recoger, recopilar y analizar datos e información sobre las variables que se pueden presentar en las Centrales Hidroeléctricas: General José Antonio Páez, Juan Antonio Rodríguez y Leonardo Ruiz Pineda.
- Familiarizarse con el entorno de programación visual y el manejo del Software ARENA Versión 5.0 y la interfaz con *Visual Basic 6*, además de comprender las filosofías de orientación por eventos y la programación orientada a objetos.
- Realizar un modelo de simulación del proceso de generación de una central hidroeléctrica genérica.
- Hacer un modelo de simulación del proceso de generación de energía eléctrica de las Centrales Hidroeléctricas: General José Antonio Páez, Juan Antonio Rodríguez y Leonardo Ruiz Pineda.
- Analizar los resultados obtenidos por la simulación en diferentes escenarios, para establecer criterios y estrategias implantables como refuerzo a la toma de decisiones.

www.bdigital.ula.ve

## 1.6. Métodos y Herramientas

La simulación de los sistemas está basada en una generalización del concepto de experimentación del método científico, según el cual en lugar de realizar los experimentos sobre el sistema real, se realizan sobre un modelo dinámico que lo representa, de manera

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

que si el modelo es una representación válida del sistema entonces los resultados de la experimentación en el modelo pueden transferirse al propio sistema [17].

La importancia de la simulación como método radica en que reproduce los objetos reales cuando, por problemas de tiempo, recursos o seguridad, no es posible realizar la actividad en su medio natural, con sus verdaderos componentes. De ahí precisamente surge la utilización tan amplia de este método, pues se aplica prácticamente en todas las disciplinas y ramas de la ciencia. De igual forma, el modelado facilita el análisis de los procesos en aquellos casos en que resulta caro, difícil o imposible investigar los escenarios reales. Resulta para los ingenieros una técnica opcional muy útil a la hora de mejorar procesos de toma de decisiones, en la gestión de mejora continua o reingeniería. Presenta importantes posibilidades en su aplicación a instalaciones y procesos industriales, lógicos, de transporte o de servicios [30].

A nivel mundial las organizaciones evolucionan rápidamente para adoptar el proceso de modelado y simulación como parte integral en la toma de decisiones y de mejoras continuas. Con una aceptación más amplia de la simulación, los consumidores están exigiendo las herramientas que soporten una gama amplia de aplicaciones, y que integren con los sistemas corporativos el modelado y manipulación de bases de datos. Por tal motivo, en la actualidad existen múltiples software de simulación, entre ellos tenemos ARENA de Rockwell Software, que cumplen con todas estas exigencias.

ARENA es una versátil aplicación adecuada para simular sistemas complejos, operaciones y procesos de servicios, fabricación, transporte y logística entre otros, además que permite visualizar el proceso directamente en pantalla mediante animación gráfica, y ofrece a su vez un reporte completo de los resultados obtenidos, también dispone de herramientas de ayuda para ajustar distribuciones estadísticas a los parámetros observados en la realidad y otras funciones que permiten los resultados de una o varias simulaciones.

ARENA es un lenguaje de programación de simulación de procesos caracterizado por

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

estar orientado a objetos, el núcleo del modelo es la creación o definición de entidades u objetos inmersos en un marco temporal. Los objetos tienen propiedades y soportan eventos, se les puede duplicar, modificar, guardar arreglos y se mueven en el tiempo y en un espacio virtual formado por otro tipo de objetos, por ejemplo servidores, como podría ser el empleado de un banco o un surtidor de gasolina, transportadores como carretillas, cintas transportadoras, o rutas, entre otras posibilidades. Permite la integración con otros sistemas corporativos como Excel, Access, Visual Basic que nos facilita mezclar niveles de modelado e interfaz gráfica [29].

En este estudio se utiliza el software de simulación ARENA Versión 5.0 ya que el mismo permite la aplicación de simulación híbrida, es decir, se puede integrar simulación continua y simulación por eventos en un mismo modelo por medio de la interfaz con *Visual Basic 6*, permitiendo que en la simulación de las centrales se puedan modelar las variables continuas como tal y que el modelo se ajuste al sistema real lo más posible.

www.bdigital.ula.ve

Ahora bien, para realizar el modelado del proceso de generación de las tres centrales es necesario la utilización de una metodología específica, es por ello que en este estudio se sigue la metodología recomendada por el Profesor Herbert Hoeger en [2] de la Universidad de Los Andes, la cual consta de varios pasos de sencillo seguimiento y que serán explicados más adelante.

Con respecto al modelado del volumen del vaso de las presas en estudio, se utilizarán los resultados obtenidos con el Estudio Eco-sondeo Batimétrico (Batimetría) de los Embalses: Santo Domingo, Boconó-Tucupido y Uribante, aplicados en [23], haciendo que este modelo sea lo más cercano posible al modelo real.

El estudio y análisis del comportamiento de la demanda de energía del occidente del país se realiza por medio de Series Temporales[3] , ya que por este medio podemos analizar la evolución de la misma a través del tiempo y así poder predecir su comportamiento durante

[3] Procesos Autorregresivos AR

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

los dos períodos climáticos que tiene Venezuela.

Por otra parte, para poder automatizar el encendido y apagado de las turbomáquinas hidráulicas y así generar sólo la energía requerida por el sistema, se hace necesario la creación de un Sistema Experto, es decir, se hace necesario la creación de un código en ARENA que incorpore los conocimiento de un experto sobre generación hidroléctrica, de manera que sea capaz de resolver los problemas que se presenten y que apoye la toma de decisiones basándose en un proceso de razonamiento simbólico y mediante deducciones lógicas.

## 1.7. Delimitación del Estudio

Como se mencionó anteriormente, el modelado de un sistema real es la representacion aproximada del mismo y en muchos casos la integración total de las variables que influyen en el sistema se hace casi imposible.

www.bdigital.ula.ve

A partir de esto, se debe aclarar que se han hecho algunas delimitaciones y simplificaciones en el modelado del proceso de generación del Sistema en estudio, debido a que en muchos casos no se tenía información completa, ya que el acceso a los datos históricas del Sistema de Potencia, se encuentra restringido por políticas de privacidad y seguridad de la empresa, así como también se hace necesario realizar simplificaciones para disminuir la complejidad del modelo.

De tal manera tenemos:

- De todos los procesos que se realizan en las tres centrales hidroeléctricas, se tomó como objeto único de estudio el proceso de generación de energía eléctrica en función de la demanda de energía y el nivel de agua de los embalses.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

- La carga generada por el Sistema de Potencia trata de sastisfacer la demanda de energía hasta sus límites de capacidad y la diferencia de energía entre la generada y la demandada es reportada por el modelo de simulación como un déficit de energía que debe cubrirse, ya sea importando potencia desde otras centrales hidroeléctricas del país o aumentando la generación de las centrales térmicas como ocurre en la realidad.

- Con respecto a las estadísticas del aporte de agua de los ríos, sólo se obtuvo información en función de promedios mensuales, por lo que se realizaron consideraciones e hipótesis sobre el comportamiento del caudal de agua de los ríos que entra a los embalses, considerando que el mismo se puede representar según distribuciones estadísticas.

- Se crearon criterios del uso del encendido y apagado de las turbomáquinas de las centrales a partir de investigaciones hechas y consultas a expertos en el área, ya que no se conocía un criterio fijo de funcionamiento.

www.bdigital.ula.ve

- En muchos casos se asumió linealidad en el sistema para realizar cálculos en donde no se disponía de otra información.

- En la mayoría de las centrales el control del equilibrio de las turbinas se realiza por medio del cálculo de la frecuencia de las mismas[4] para así mantener el sincronismo del sistema, sin embargo como en este caso no se está realizando un estudio continuo de las turbinas, el equilibrio del sistema no se controló por esta vía, ya que el Sistema Experto integrado al encendido y apagado de las máquinas no permite un exceso en la generación por encima de la potencia demandada; se asume que la frecuencia no varía y no sobrepasa los límites establecidos por las leyes venezolanas.

- Al momento de realizar el estudio para el pronóstico de la demanda de energía del occidente del país, no se tomaron en cuenta factores tales como la pérdida de carga

[4] El cual debe oscilar alrededor de los 60 Hz con una variación de ±2 Hz

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

en el sistema debido al robo de electricidad y la pérdida por el traslado de energía de una región a otra por las líneas de transmisión, ya que este modelo sólo realiza la simulación del proceso de generación de energía eléctrica, por ello se considera que en los datos históricos obtenidos de la demanda de energía están integrados estos factores.

- Aunque el modelo realizado sirve para la toma de decisiones a mediano plazo, el estudio y análisis de las simulaciones fueron hechas para la toma de decisiones a corto plazo, ya que el tiempo de simulación tanto para el modelo de lluvias como para el de verano y sus escenarios fueron por una semana, ya que el modelo implantado en ARENA requiere de un procesador con mayor capacidad que los disponibles en el Departamento de Investigación de Operaciones de la Escuela de Sistemas, sin embargo se hace notar que el modelo creado es capaz de simular el proceso por más tiempo.

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

# Capítulo 2

# Marco Teórico

En este capítulo se describen los aspectos generales de la Corporación CADAFE y del Sistema Interconectado Nacional; además se habla sobre las generalidades de las Centrales Hidroeléctricas, la descripción de las metodologías utilizadas para la investigación, así como también se hace una descripción del sistema bajo estudio y del análisis de los datos necesarios para el modelado.

www.bdigital.ula.ve

## 2.1. Reseña Histórica de la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE)

En el mes de Octubre del año 1.958 se crea la "Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrica" (CADAFE), empresa eléctrica del estado venezolano y que entra en funcionamiento en el año 1.959 para servir ciudades, pueblos y zonas rurales bajo el lema: "CADAFE llega donde VENEZUELA llega".

En sus primeros 30 años, CADAFE logra desarrollar una enorme infraestructura eléctrica en generación, transmisión, distribución y comercialización, que le permite electrificar



Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

casi la totalidad del territorio nacional [7].

Sin embargo, el crecimiento de la población y la industria en el país hace necesario incrementar la productividad y agilizar la toma de decisiones, para todo esto es necesario partir de la idea principal: *"pensar en grande creando en pequeño"*, por ello CADAFE se propuso replantear la estructura organizacional, consistiendo en la reorganización, descentralización y regionalización que le permitiera adaptarse a la actualidad nacional y poder obtener mayor eficiencia operativa así como la optimización del servicio.

A partir de estas decisiones, se crearon cinco empresas regionales de distribución y comercialización en el país, además de una empresa de generación, las cuales son:

- **Compañía Anónima Electricidad de Occidente (ELEOCCIDENTE)**

  Hoy en día transferida a la empresa ENELBAR, esta empresa atiende a los Estados Carabobo, Falcón, Portuguesa, Yaracuy, Cojedes y parte de Lara.

www.bdigital.ula.ve

- **Compañía Anónima Electricidad de los Andes (CADELA)**

  Abarca a los Estados Mérida, Trujillo, Táchira y Barinas.

- **Compañía Anónima Electricidad del Centro (ELECENTRO)**

  Atiende a los Estados Miranda, Aragua, Guárico, Apure y Amazonas.

- **Compañía Anónima Electricidad de Oriente (ELEORIENTE)**

  Atiende a los Estados Sucre, Anzoátegui y Bolívar.

- **Sistema Eléctrico de los Estados Monagas y Delta Amacuro (SEMDA)**

  Abarca los Estados Monagas y Delta Amacuro.

- **Compañía Anónima Desarrollo del Uribante-Caparo (DESURCA)**

  Es responsable de ejecutar los trabajos de construcción del Complejo de Generación Hidroeléctrico Uribante-Caparo ubicado en la región sur-occidental de Venezuela.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

## 2.2. Parque de Generación de CADAFE

El parque de generación de CADAFE está conformado por 19 plantas, tanto térmicas como hidroeléctricas (ver Figura 2.1), de las cuales:

- Diesciseis son Centrales Térmicas con capacidad instalada de 3.135 MW. Siendo la más importante Planta Centro en el Estado Carabobo con una capacidad instalada de 2.000 MW a vapor, es decir el 63,79 % del total de la capacidad térmica.
- Tres Centrales Hidroeléctricas, las cuales son: Leonardo Ruiz Pineda, Juan Antonio Rodríguez Domínguez y General José Antonio Páez. Con una capacidad total instalada de 620 MW.

Lo que representa una capacidad total instalada entre las térmicas e hidráulicas de 3.755 MW.

www.bdigital.ula.ve

| Tipo | Generación (GW-H) | % del Total |
|---|---|---|
| Hidráulica | 60.532 | 66,933 |
| Vapor | 18.822 | 20,822 |
| Turbo Gas | 10.822 | 11,966 |
| Diesel | 261 | 0,289 |

Tabla 2.1: Energía Generada en Venezuela para el año 2.003

Hoy en día existen otros proyectos de generación y se espera la culminación de las Centrales “La Vueltosa”y “La Colorada” con una capacidad instalada de 1.180 MW, que junto con la Central “Leonardo Ruiz Pineda”, formaran el Complejo Hidroeléctrico Uribante-Caparo.

Igualmente está prevista la rehabilitación de 18 unidades turbo gas, ubicadas en las Plantas Punto Fijo, Táchira y Alfredo Salazar, con lo cual se logrará un incremento de la capacidad instalada en 120 MW.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

En la Planta Centro se tiene planteado la conversión de cuatro unidades de generación para que operen con gas.

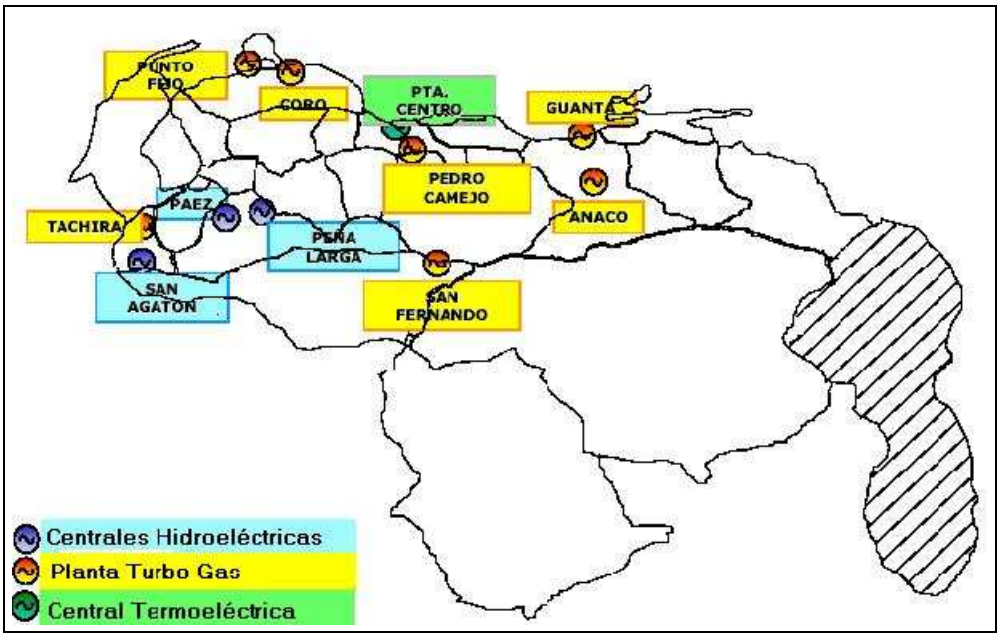



Figura 2.1: Ubicación Geográfica del Parque de Generación CADAFE

www.bdigital.ula.ve

## 2.3. Plantas Eléctricas del Sistema de Potencia Occidental

Las plantas generadoras tanto térmicas como hidroeléctricas que conforman el Sistema de Potencia Occidental que son controladas y administradas por el Despacho de Carga Occidental de CADAFE ubicado en la ciudad de Valera en el Estado Trujillo son:

### 2.3.1. Centrales Hidroeléctricas

- **General José Antonio Páez:** Posee cuatro unidades de generación de 60 MW cada una para una capacidad instalada de 240 MW.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

- **Juan Antonio Rodríguez Domínguez:** Posee dos unidades de Generación de 40 MW cada una para una capacidad instalada de 80 MW.
- **Leonardo Ruiz Pineda:** Posee dos unidades de generación de 150 MW cada una, para una capacidad instalada de 300 MW.

Estas Centrales conforman el Sistema de Potencia Occidental bajo estudio.

| **Central Hidroeléctrica** | **Capacidad Instalada (MW)** | **Energía Promedio (GW-H)** | **Miles de Barriles de Petróleo por Día** |
|---|---|---|---|
| **Río Caroní** | | | |
| Macagua I | 360 | 2.952 | 17 |
| Macagua II | 2.385 | 11.254 | 64 |
| Macagua III | 180 | 994 | 6 |
| Guri | 10.000 | 46.650 | 267 |
| Caruachi | 2.160 | 12.950 | 74 |
| Tocoma | 2.160 | 11.900 | 68 |
| **Río Santo Domingo** | | | |
| José Antonio Páez | 240 | 750 | 4 |
| **Ríos Uribante-Caparo** | | | |
| Leonardo Ruiz Pineda | 300 | 1.000 | 6 |
| La Colorada | 460 | 1.700 | 10 |
| La Vueltosa | 560 | 1.000 | 6 |
| **Ríos Boconó-Tucupido** | | | |
| Juan Antonio Rodríguez | 80 | 300 | 2 |

Tabla 2.2: Capacidad de las Centrales Hidroeléctricas Venezolanas

www.bdigital.ula.ve

### 2.3.2. Centrales Turbo Gas

- **Táchira:** Posee diez unidades de generación para una capacidad instalada de 267,95 MW.
- **San Fernando:** Posee dos unidades de generación de 20 MW cada una para una capacidad instalada de 40 MW.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

## 2.4. Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.)

Este organismo fue creado en al año de 1.968, cuando CADAFE y Electricidad de Caracas firman un convenio de interconexión eléctrica entre ambas empresas, con el objetivo de optimizar el uso y la operación del mismo y realizar la venta de energía eléctrica hacia ELECAR.

| Empresa | Demanda (MW) | % del Total |
|---|---|---|
| **Privada** | | |
| ELECAR | 1.836 | 9,228 |
| CALEV | 485 | 2,438 |
| ELEGGUA | 160 | 0,804 |
| CALEY | 50 | 0,251 |
| ELEVAL | 240 | 1,206 |
| ELEBOL | 156 | 0,784 |
| CALIFE | 80 | 0,402 |
| SENECA | 205 | 1,030 |
| **Pública** | | |
| ENELVEN | 1.261 | 6,338 |
| ENELCO | 613 | 3,081 |
| ENELBAR | 486 | 2,443 |
| CADAFE | 4.839 | 24,323 |
| EDELCA | 9.484 | 47,670 |

Tabla 2.3: Demanda Máxima por Empresa Venezolana. Año 2.003

www.bdigital.ula.ve

Está conformado por 13 empresas entre públicas y privadas, agrupadas todas en la Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica (CAVEINEL) y es controlado a través de la Oficina de Operación del Sistema Interconectado (OPSIS).

En la actualidad S.I.N. está integrada por las siguientes empresas junto a CADAFE:

- **C.V.G. Electrificación del Caroní C.A. (EDELCA)**

  EDELCA es una empresa pública y es responsable de los desarrollos hidroeléctricos del Río Caroní en el Estado Bolívar, sirve directamente a la región industrial de

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Guayana y le entrega energía al resto del Sistema Eléctrico Nacional. Actualmente EDELCA genera el 47,67 % de la energía consumida en el país[1] .

Hasta la fecha, EDELCA ha construido la Central Hidroeléctrica "Raúl Leoni" (Guri) con una capacidad instalada de 10.000 MW y la Central Hidroeléctrica "23 de Enero" (Macagua I, Macagua II y Macagua III) con 3.140 MW instalados.

Actualmente se encuentra en construcción la Central "Caruachi", situada a 59 Km aguas abajo del embalse Guri, con una capacidad instalada de 2.280 MW y se estima que se culmine para el 2.006. También en construcción se encuentra la Central "Tocoma" a 15 Km del Guri con una capacidad instalada de 2.250 MW y se estima su culminación en el año 2.010, para así conformar el Desarrollo Hidroeléctrico del Bajo Caroní [11].

- **C.A. Energía Eléctrica de Venezuela (ENELVEN)**

  ENELVEN es una empresa pública y está situada en el Estado Zulia, tiene una capacidad instalada de 1.151,3 MW de origen térmico[2] , destacándose las Plantas Ramón Laguna con 684 MW (turbo gas y vapor) y Rafael Urdaneta con 395 MW (turbo gas).

  Su filial C.A. Energía Eléctrica de la Costa Oriente (ENELCO) distribuye a la costa oriental del Lago de Maracaibo.

- **C.A. La Electricidad de Caracas (E. de C.)**

  Esta empresa de capital privado está situada en el área metropolitana del país, cuenta con una capacidad de generación instalada de 2.316 MW, en su mayoría de tipo térmico[3] .

  Su parque se generación está conformado por el Complejo Ricardo Zuloaga constituida la segunda Planta Termoeléctrica del país con 1.891 MW, y la Planta Oscar

[1] Fuente: Camara Venezolana de la industria Eléctrica [8]
[2] Fuente: C.A. Energía Eléctrica de Venezuela [13]
[3] Fuente: La Electricidad de Caracas [10]

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

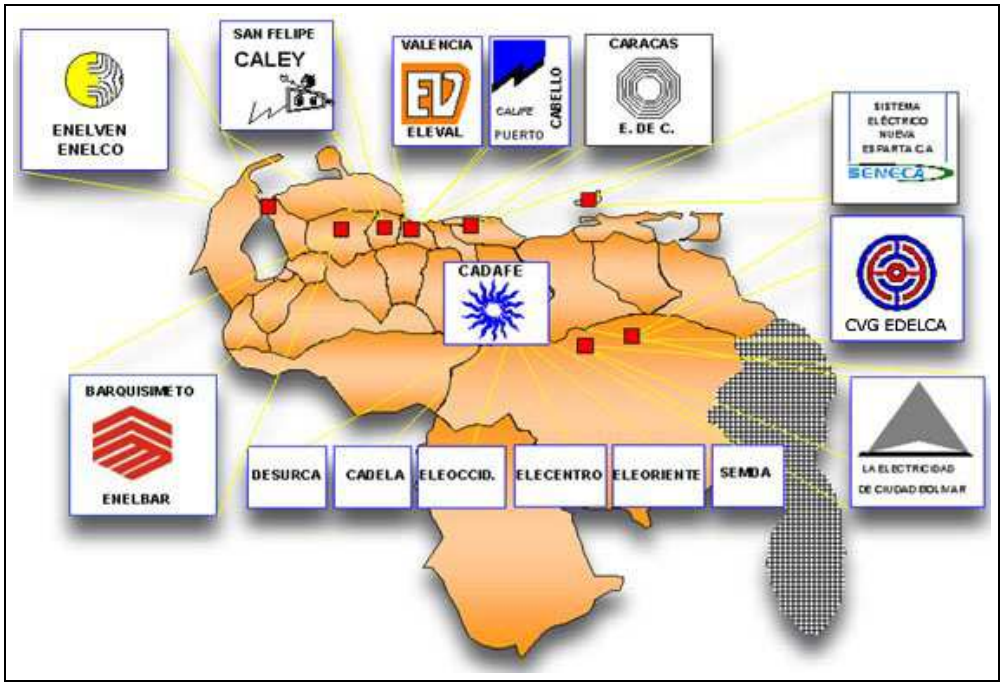



Figura 2.2: Parque de Generación. Empresas Públicas y Privadas

www.bdigital.ula.ve

Augusto Machado considerada como la Planta Turbo Gas de mayor capacidad en el país con una capacidad instalada de 450 MW.

Posee 3 filiales, las cuales son:

C.A. Luz Eléctrica de Venezuela (CALEV).

C.A. Luz Eléctrica de Yaracuy (CALEY).

C.A. La Electricidad de Guarenas y Guatire (ELEGGUA).

- **C.A. Electricidad de Valencia (ELEVAL)**

  Esta empresa es privada y cuenta con un sistema de generación conformado por dos plantas termoeléctricas: Planta del Este (156 MW) y Planta Castillito (62 MW) para una capacidad total instalada de 218 MW[4] .

  Además posee una unidad de transmisión y de distribución, y surte a la ciudad de

[4] Fuente: C.A. Electricidad de Valencia [12]

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Valencia en el Estado Carabobo.

- **C.A. Luz y Fuerza Eléctrica de Puerto Cabello (CALIFE)**

  Esta empresa es de capital privado y dispone de distribución únicamente, alimentando a Puerto Cabello.

- **C.A. La Electricidad de Ciudad Bolívar (ELEBOL)**

  Es de capital privado y sólo dispone de distribución únicamente a Ciudad Bolívar.

- **C.A. Sistema Eléctrico de Nueva Esparta (SENECA)**

  Es de capital privado y dispone de generación, transmisión y distribución alimentando a la Isla de Margarita. Esta cuenta con 2 plantas: Planta "Luisa Cáceres de Arismendi" con una capacidad de 226,5 MW en la Isla de Margarita y Planta "COCHE" con una capacidad de 3,35 MW, sirviendo a la Isla de Coche[5] .

- **C.A. Energía Eléctrica de Barquisimeto (ENELBAR)**

  Es una empresa pública y surte al Estado Lara.

www.bdigital.ula.ve

En general, la capacidad de generación instalada del Sistema Interconectado asciende a los 20.000 MW, donde EDELCA representa el 47 % de la generación y CADAFE el 24 %. De esta manera el parque eléctrico venezolano consta de 120 unidades de generación de origen térmico (23 a vapor y 97 a gas) y 51 unidades provenientes de fuentes hidráulicas, generando estas últimas el 63 % de la energía consumida en el país debido al gran recurso hidrológico que posee Venezuela (ver Figura 2.3). Es importante señalar que esta energía es producida de forma económica y no contaminante.

Según la información presentada por la OPSIS la energía total generada en 1.997, por: CADAFE, EDELCA, ELECAR y ENELVEN, correspondió a 76.277 GW-H, donde el 41,5 % del consumo total lo obtuvo CADAFE.

[5] Fuente: C.A. Sistema Eléctrico de Nueva Esparta [14]

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

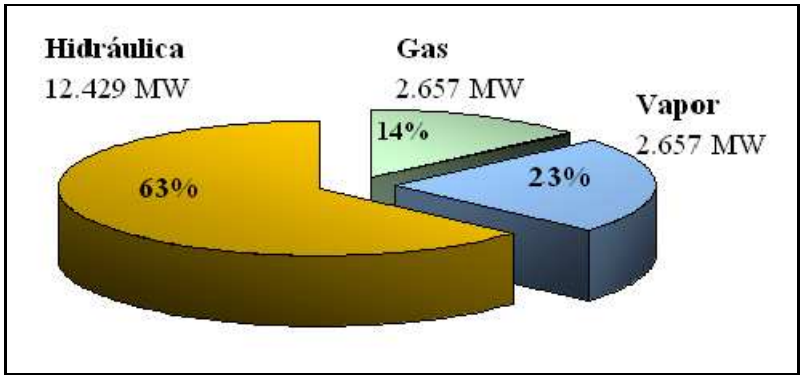



Figura 2.3: Distribución de la Capacidad Instalada en Venezuela

Ahora bien, la generación de electricidad para el consumo aumentó 7,7 % (591 GW-H) entre Enero del año pasado e igual mes de 2.005 al moverse de 7.671 a 8.262 GW-H, según cifras reportadas por la Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica [22].

Cabe mencionar que las unidades hidráulicas se encuentran ubicadas en las regiones de Guayana y Los Andes, mientras que las unidades térmicas con turbinas a vapor y turbinas a gas se concentran en las regiones Central, Capital y Zuliana del país.

www.bdigital.ula.ve

## 2.5. Generalidades de las Centrales Hidroeléctricas

### 2.5.1. Definición

Una Central Hidroeléctrica es un conjunto de obras civiles, electromecánicas y de maquinarias que recogen y llevan volúmenes de agua de una altura superior a otra inferior, para aprovechar la energía potencial y convertirla en energía eléctrica.

La energía hidráulica se basa en aprovechar la caída del agua desde cierta altura, durante la caída la energía potencial se convierte en cinética, la cual pasa por las turbinas a gran

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

velocidad provocando un movimiento de rotación que finalmente se transforma en energía eléctrica por medio de los generadores. De tal forma, la energía hidráulica es un recurso natural disponible en las zonas que presentan suficientes cantidades de agua, y una vez que ésta ha sido utilizada es devuelta al río [3].

### 2.5.2. Ventajas de las Centrales Hidroeléctricas

- Los costos de mantenimiento y explotación son relativamente bajos.
- No requieren combustible, sino que usan una forma renovable de energía que es constantemente renovada por la naturaleza de manera gratuita.
- Genera energía limpia, no contamina el aire ni el agua.
- Puede combinarse con otros beneficios como riego, protección contra las inundaciones, suministro de agua, caminos, navegación y hasta ornamentación del terreno y del turismo.

www.bdigital.ula.ve

- Las turbinas hidráulicas son máquinas sencillas, eficientes y seguras, que pueden ponerse en marcha y detenerse con rapidez y requieren de poca vigilancia, además sus costos de mantenimiento son reducidos.
- Las obras de ingeniería para aprovechar la energía hidráulica tienen una duración considerable.

### 2.5.3. Desventajas de las Centrales Hidroeléctricas

- La disponibilidad de energía puede oscilar según la estación y según el año.
- El emplazamiento determinado por las características naturales puede estar lejos de los centros de consumo, y exige la construcción de un sistema de transmisión de

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

electricidad, lo que significa una mayor inversión inicial y un mayor costo de mantenimiento y pérdida de energía.

- La construcción de este tipo de centrales lleva por lo general, un largo tiempo en comparación con la construcción de las centrales térmicas.

### 2.5.4. Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas

Según el funcionamiento hidráulico:

1. Agua Fluente
2. Agua Almacenada
   *a*) Integrada a la Presa
   *b*) A pie de la Presa
   *c*) Alejada de la Presa
3. De Rebombeo

www.bdigital.ula.ve

1. **Centrales Hidroeléctricas de Agua Fluente**

   También son llamadas de Agua Corriente. Se construyen en los lugares en que la energía hidráulica debe ser utilizada en el instante en que se dispone de ella, para accionar las turbinas hidráulicas.

   Casi no cuentan con reserva de agua, por lo tanto el caudal suministrado oscila según las estaciones del año. En la temporada de precipitaciones abundantes, desarrollan su potencia máxima y dejan pasar el agua excedente (ver Figura 2.4).

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

En este tipo de centrales durante la época de sequía, la potencia generada disminuye en función del caudal de agua, y en algunos casos llega a ser casi nulo en algunos ríos debido al bajo suministro de agua.

Figura 2.4: Esquema de una Central de Agua Fluente

2. **Centrales Hidroeléctricas de Agua Almacenada**

www.bdigital.ula.ve

En este tipo de proyecto se embalsa un volumen considerable de líquido aguas arriba de las turbinas, mediante la construcción de una o más presas que forman lagos artificiales.

Estos embalses permiten graduar la cantidad de agua que pasa por las turbinas según el volumen embalsado. Con el embalse de reserva puede producirse energía eléctrica durante todo el año aunque el río se seque por completo durante algunos meses.

Estas centrales exigen una inversión de capital mayor que las del tipo fluente, sin embargo en la mayoría de los casos permite usar toda la energía posible y producir MW-H más baratos.

Este tipo de centrales posee 3 variantes que son:

*a*) **Integrada a la Presa**

Estas centrales forman parte de la propia estructura de la presa, como por ejemplo el Complejo Hidroeléctrico “Raúl Leoni”, donde la Presa Guri comprende

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

en su misma estructura a la casa de máquinas.

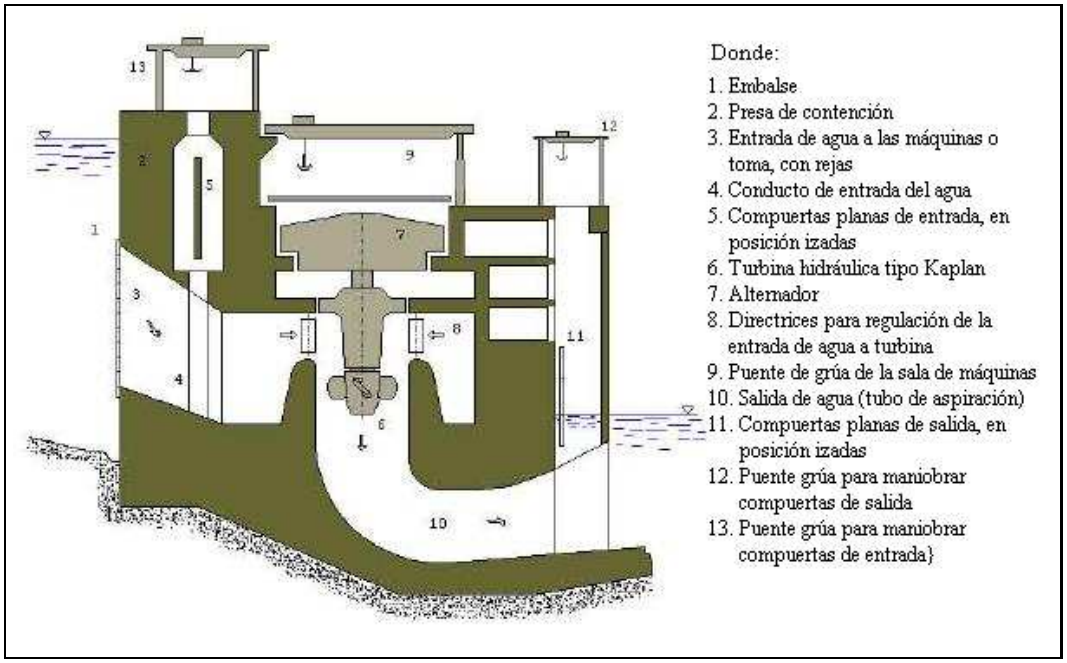



Figura 2.5: Esquema de una Central Integrada a la Presa

www.bdigital.ula.ve

En la Figura 2.5 se muestra el corte esquemático de una central de caudal elevado y baja caída. Se observa en la figura que la disposición es compacta y que la entrada de agua a la turbina se hace por medio de una cámara construida en la misma presa. Las compuertas de entrada y salida se emplean para poder dejar sin agua la zona de las máquinas en caso de reparación o desmontajes.

*b*) **A Pie de la Presa**

Este tipo de centrales está adosada aguas abajo de la presa, sin embargo su estructura se encuentra separada de la misma y el agua es conducida a presión hacia la central a través de tuberías de acero que atraviesan toda la presa.

Como ejemplo de este tipo de centrales tenemos la Central Hidroeléctrica “Juan Antonio Rodríguez”.

En la Figura 2.6 se muestra el corte esquemático de una central de caudal y salto mediano, con la casa de máquinas al pie de la presa.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

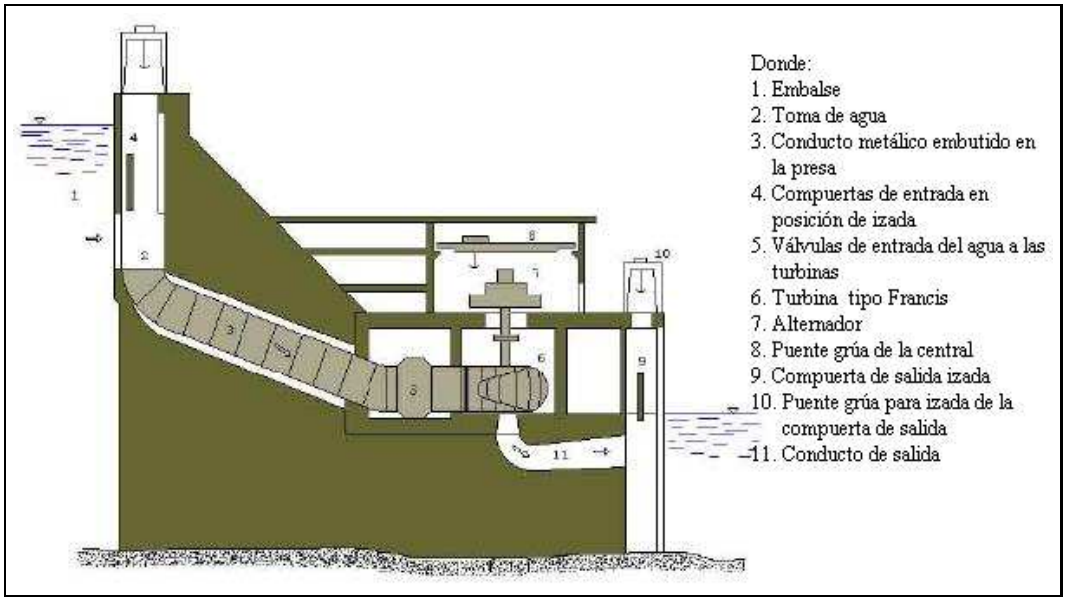



Figura 2.6: Esquema de una Central a Pie de Presa

*c*) **Alejadas de la Presa**

Este tipo de centrales se encuentran totalmente alejadas de la presa y el agua es conducida a ellas mediante túneles, tuberías superficiales o una combinación de ambas, como se muestra en la Figura 2.7.

www.bdigital.ula.ve

Las Centrales Hidroeléctricas "Gral. José Antonio Páez" en el Estado Mérida y "Leonardo Ruiz Pineda" en el Estado Táchira, son un ejemplo de este tipo de centrales.

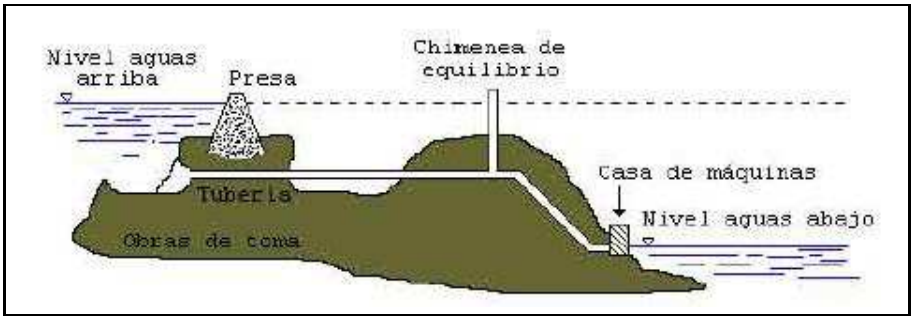



Figura 2.7: Central Alejada de la Presa

El agua llega por medio de una tubería a presión desde la toma y que general-

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

mente está alejada de la central, además es importante hacer notar que suele haber una chimenea de equilibrio como se ve en la figura, debido a la alta presión del agua que se presenta, obligando a que se coloquen válvulas para la regulación y cierre que sean capaces de soportar el golpe de ariete.

En la Figura 2.8 se muestra el esquema de una central de alta presión y bajo caudal.

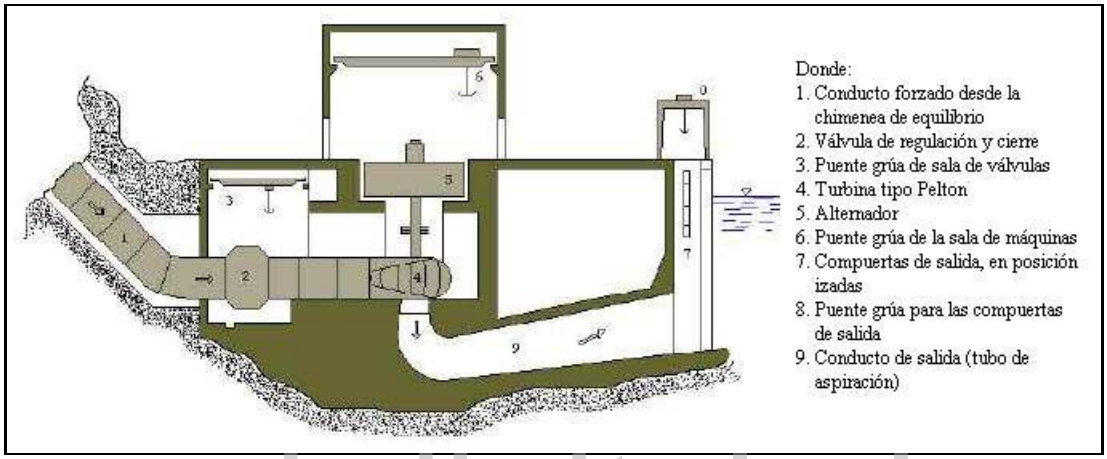



Figura 2.8: Esquema de una Central Alejada de la Presa

www.bdigital.ula.ve

3. **Central Hidroeléctrica de Rebombeo**

Las centrales de Rebombeo son un tipo especial de centrales hidroeléctricas que posibilitan un empleo más racional del agua, consistiendo en dos embalses situados a diferentes niveles.

Para este caso cuando la demanda de energía eléctrica alcanza su máximo nivel a lo largo del día, las centrales de rebombeo funcionan como una central convencional generando energía. Al caer el agua almacenada en el embalse superior, hace girar el rodete de la turbina asociada a un alternador, después el agua queda almacenada en el embalse inferior. Durante las horas del día en que la demanda de energía es menor, el agua es bombeada al embalse superior para que pueda hacer el ciclo productivo nuevamente.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Para ello la central dispone de grupos de motores-bomba o turbinas reversibles de manera que puedan funcionar como bombas y los alternadores como motores.

### 2.5.5. Componentes de una Central Hidroeléctrica

A continuación se presenta un esquema general y descripción de cada uno de los componentes de una central hidroeléctrica.

1. **Presa**

   El primer elemento que se encuentra en una central hidroeléctrica es la presa, la cual se encarga de represar las aguas que llegan del río.

   Con estas construcciones se logra un cierto nivel de agua antes de la contención, y otro nivel diferente después de la misma. Ese desnivel es el que se aprovecha para producir la energía.

www.bdigital.ula.ve

   **Clasificación de las Presas:**

   Según el material en que están construidas:

   *a*) Materiales incoherentes que se mantienen unidos por su peso:

   - Presa de Tierra
   - Presa de Escollera
   - Presa Mixta: de Tierra y Escollera

   De todas estas, la más utilizada es la presa de tierra; por ejemplo la Presa La Honda, ubicada en el Estado Táchira que surte a la Central “Leonardo Ruiz Pineda” y la Presa Boconó-Tucupido ubicada entre los Estados Barinas y Portuguesa y surte a la Central “Juan Antonio Rodríguez”.

   *b*) Materiales coherentes, proporcionan impermeabilidad y resistencia:

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

- Presa de Sillería
- Presa de Mampostería
- Presa de Hormigón Armado:

  Las presas de hormigón son las más utilizadas y a su vez se clasifican en:

  *De Gravedad:* como se muestra en la Figura 2.9 tienen un peso adecuado para contrarrestar el momento de vuelco que produce el agua.

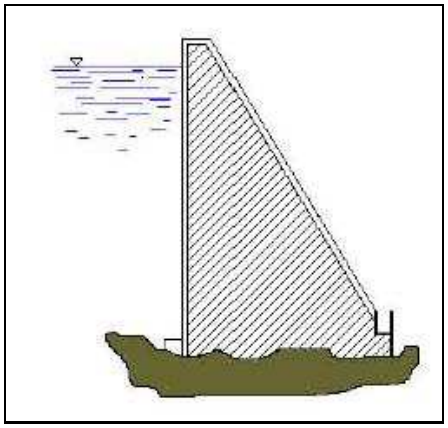


Figura 2.9: Presa de Hormigón Armado de Gravedad

www.bdigital.ula.ve

*De Bóveda:* ésta necesita menos materiales que la de gravedad y se suelen utilizar en gargantas estrechas. En éstas la presión provocada por el agua se transmite a las laderas por el efecto del arco. Ver Figura 2.10.

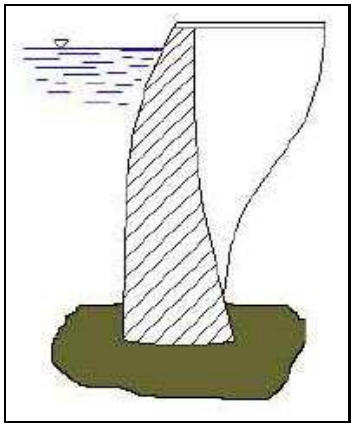


Figura 2.10: Presa de Hormigón Armado de Bóveda

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Como un ejemplo de ella está la Presa Santo Domingo, ubicada en el Estado Mérida que surte a la Central “Gral. José Antonio Páez” y la Presa Guri ubicada en el Estado Bolívar que surte a la Central “Raúl Leoni”.

2. **Aliviaderos**

Son estructuras vertederos, conductos, túneles o canales que permiten descargar con seguridad la cantidad de agua que sobrepasa la capacidad del embalse, de manera que la presa quede protegida contra la erosión y el arrastre.

www.bdigital.ula.ve

Figura 2.11: Aliviadero de la Presa Uribante

Para conseguir que el agua salga por los aliviaderos existen grandes compuertas, de acero que se pueden abrir o cerrar a voluntad, según la demanda de la situación, y también existe el tipo de aliviadero natural o libre, sin compuertas, como es el caso de las presas de las Centrales estudiadas en este trabajo. En la Figura 2.11, se puede ver el aliviadero de la Central “Leonardo Ruiz Pineda”.

3. **Toma de Agua**

Es una estructura de admisión que conduce el agua hacia la galería de presión o tubería forzada para el accionamiento de las turbinas.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Estas tomas poseen compuertas para regular la cantidad de agua que llega a las turbinas y rejillas metálicas (como se puede ver en la Figura 2.12) que impiden que elementos extraños como troncos o ramas puedan llegar a causar daños y producir desperfectos.

Figura 2.12: Toma de Agua de la Presa Santo Domingo

4. **Tubería de Conducción**

www.bdigital.ula.ve

Se deriva directamente del embalse, ubicada a un nivel mínimo admisible que permite aprovechar todo el volumen de agua almacenada entre el nivel próximo a la toma y el nivel máximo del embalse, para conducir el agua desde la torre de toma hasta las turbinas.

5. **Galería de Presión**

Es una tubería subterránea excavada en la roca y utilizada para el transporte de agua; uniendo la toma del embalse con la chimenea de equilibrio y la tubería forzada con las turbinas.

6. **Chimenea de Equilibrio**

Debido a las variaciones de carga del alternador o a condiciones imprevistas se utilizan las chimeneas de equilibrio que evitan las sobrepresiones en las tuberías forzadas. A estas sobrepresiones se les denominan golpe de ariete.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

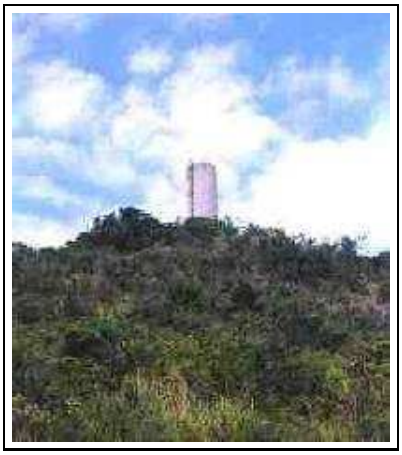


Figura 2.13: Chimenea de Equilibrio

7. **Pozo Blindado o Tubería Forzada**

   Tiene la función de conducir el agua desde la galería de presión hasta las turbinas instaladas en la central.

   Es de sección circular construido de placas de acero, su diámetro interior y el espesor de la plancha es variable y al estar totalmente llena se produce una elevación en toda su superficie, por lo que se caracteriza como una condición forzada y el desplazamiento del agua se produce por efecto de la presión.

8. **Casa de Máquinas**

   Es el edificio o conjunto de edificios donde se instalan los grupos de generadores de energía eléctrica; puede ser exterior o subterráneo y posee generalmente dos niveles que son la planta o piso de generadores y planta baja o piso de turbinas.

   En el piso de generadores se encuentran estos aparatos con sus reguladores de velocidad y en la parte superior de éste nivel se instala generalmente una grúa viajera que se utiliza durante el montaje y para hacer reparaciones, tanto de los generadores como de los rodetes, por ésta razón el techo de la casa de máquinas debe ser suficientemente alto para que la grúa pueda transportar libremente los rotores o los rodetes por encima de los que están ya colocados.

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

En el piso de las turbinas se encuentra la espiral de alimentación, el distribuidor y el rodete de las máquinas. Las dimensiones de la casa de las máquinas están estrechamente relacionadas con el tipo de turbina a utilizar.

De esta manera la cimentación y la superestructura de la casa de máquinas contiene la turbina hidráulica, el generador, el sistema regulador, los conductos de agua, incluido el tubo de aspiración, los sótanos, los pasadizos de acceso a la carcasa y el tubo de aspiración y algunas veces la válvula de la tubería de carga.

Los transformadores e interruptores se encuentran en la casa de máquinas sobre el techado o en la cubierta construida sobre una extensión del tubo de aspiración.

**Accesorios de la Casa de Máquinas:**

Estas requieren de accesorios básicos como controles, tableros de interruptores, excitadores, grúas, interruptores de circuitos y transformadores. Además de algunos aparatos:

www.bdigital.ula.ve

- *Unidades de servicio:* es una pequeña turbina y generador que se usan para proporcionar energía para el uso de la planta y como fuente independiente.
- *Válvulas para el drenado de la carcasa:* se usan durante el drenado de la turbina.
- *Coladores o filtros:* para el suministro o enfriamiento de agua de refrigeración.
- *Sistemas de bióxido de carbono:* para la protección contra incendios.
- *Compresores de aire:* sirven para cargar sistemas reguladores de aceite, frenos de generadores, sistemas para bajar el nivel del agua de descarga.
- *Equipo de CD:* para el suministro de energía en emergencias.

**Clasificación de la Casa de Máquinas:**

- *Casa de Máquinas al Exterior:* consta de una nave de uno o varios edificios, donde se instalan los grupos generadores, transformadores, interruptores, pro-

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

tección y seguridad. Los edificios se construyen casi siempre en hormigón en masa o armado.

Ejemplo: Central Hidroeléctrica "Leonardo Ruiz Pineda" y Central Hidroeléctrica "Juan Antonio Rodríguez".

- *Casa de Máquinas Subterránea o de Cavernas:* está encavada en el interior de la montaña o bajo el lecho del río, como por ejemplo la casa de máquinas de la Central "Gral. José Antonio Páez".

**Componentes de la Casa de Máquinas:**

- *Turbinas Hidráulicas:* son máquinas que permiten la transferencia de energía cinética del agua a un rodete provisto de álabes, los cuales producen movimientos giratorios a cierta revolución, accionando al generador. Existen dos tipos de turbinas: Turbinas de Acción ó Impulso: Pelton, Eje Vertical y Turbinas de Reacción: Francis, De Hélice.
- *Generador:* transforma la energía mecánica (rotativa) en energía eléctrica, mediante la inducción de corriente en un conductor, el cual gira dentro de un campo magnético.

  Un generador de corriente alterna consta principalmente, de un circuito magnético, un devanado de campo de CD, un devanado de armadura de CA y una estructura mecánica e incluye sistemas de enfriamiento y de lubricación. Los devanados de campo y del circuito magnético están dispuestos de manera tal que, al girar el eje de la máquina, el flujo magnético que eslabona el devanado de armadura cambia de modo cíclico y, por lo tanto, induce voltaje alterno en el devanado.
- *Servicios Auxiliares:* son equipos que permiten el suministro de la energía para el control, mando, señalización, protección y potencia en condiciones normales de operación o de emergencia.

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

- *Sala de Mando:* sirve para el control central de los equipos y sistemas de la central hidroeléctrica. También se encuentran instalados en ella equipos que indican los diferentes parámetros de mediciones, alarmas, protecciones, y los estados de maniobra.

  Existen diferentes sistemas de mando:

  - *Sistema de Mando a Corta Distancia:* los equipos y aparatos se encuentran dentro de una zona de influencia cuyo perímetro es generalmente inferior a 1,5 Km, por ejemplo el pupitre de mando de la Central Hidroeléctrica "Leonardo Ruiz Pineda" y la Central "Juan Antonio Rodríguez" (ver Figura 2.14).

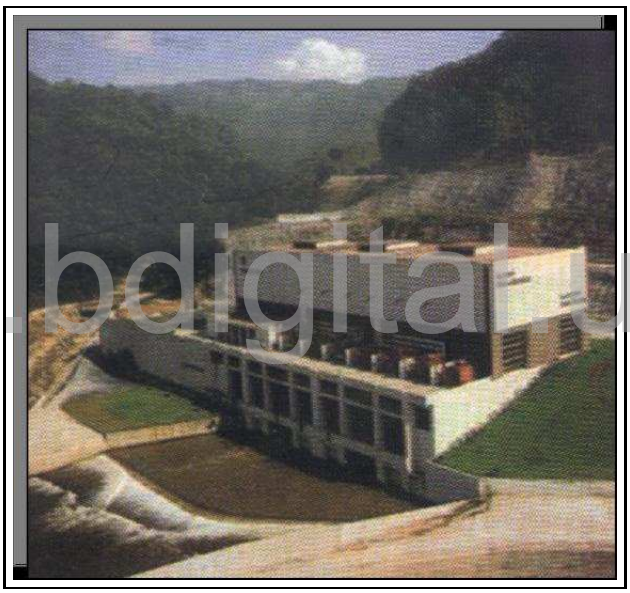


Figura 2.14: Casa de Máquinas de la Central "Juan Antonio Rodríguez"

www.bdigital.ula.ve

  - *Sistema de Telemando:* los equipos y aparatos se encuentran a una distancia mayor a 1,5 Km, estos sistemas trabajan con medios de transmisión de actuación a distancia. Por ejemplo la Sala de Mando de la Central Hidroeléctrica "Gral. José Antonio Páez".

- *Canal de Descarga:* son obras que permiten la descarga de las aguas turbinadas o de caudales utilizados, desde el rodete de las turbinas hacia el río.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

- *Subestación de Transmisión:* es la instalación donde se recibe la energía eléctrica proveniente de la central de generación, en la cual la energía se transforma a diferentes niveles de tensión para su transmisión.

## 2.6. Descripción del Sistema Bajo Estudio

### 2.6.1. Embalse Santo Domingo

El Embalse Santo Domingo está ubicado en el Estado Mérida, específicamente en la Cordillera Andina y al Noreste de la Sierra Nevada, y su Río Santo Domingo nace entre las Sierras de Santo Domingo y la de Trujillo.

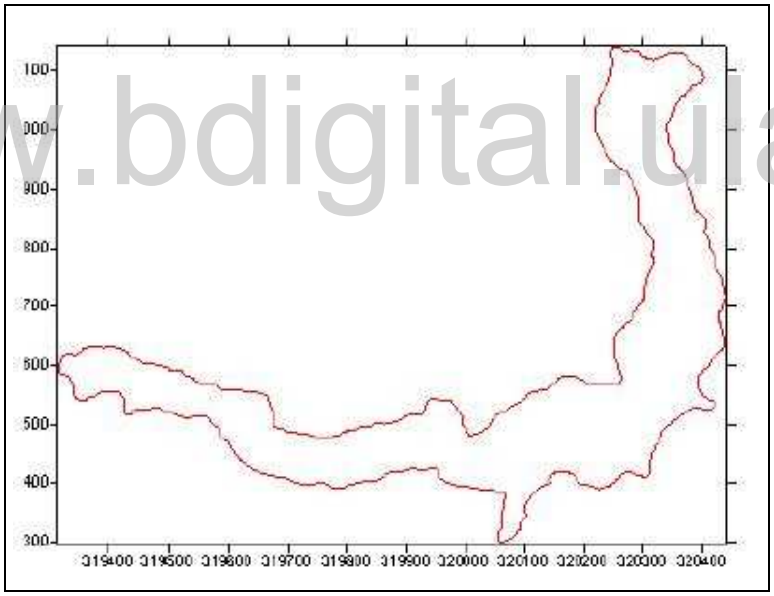



Figura 2.15: Perímetro del Embalse Santo Domingo

Su principal afluente es el Río Aracay, el cual nace en el otro extremo de la cuenca, en el Páramo El Volcán a 3.500 metros de altura, ubicado en la Sierra de Trujillo, divisoria del Río Motatan y corre en dirección Suroeste. En la misma Sierra nace el Río Pueblo Llano,

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

segundo afluente importante del Alto Santo Domingo, que corre paralelo al Río Aracay.

La subcuenca del Río Santo Domingo tiene una superficie de 75 $Km^2$, Pueblo Llano de 28 $Km^2$ y Aracay de 36 $Km^2$, para un área total de aporte hídrico al embalse de 139 $Km^2$. El perímetro del vaso del Embalse Santo Domingo se muestra en la Figura 2.15.

Comprende una presa de arco de 70 m de alto, posee un túnel de derivación de 13,7 Km de longitud y 3,10 m de diámetro interno revestido de concreto, un pozo blindado de 2.200 m de longitud y un desnivel de 804 m.

| | |
|---|---|
| Nombre de la Presa | Santo Domingo |
| Año de puesta en servicio | 1.973 |
| Particularidad | Sin cambio |
| Nombre del Río | Santo Domingo - Aracay |
| Tipo de Presa | Bóveda |
| Posición y naturaleza de la estanqueidad | Concreto |
| Naturaleza de la fundación | Roca |
| Altura de la Presa | 70 metros |
| Longitud de la Presa | 220 metros |
| Volumen de la Presa | 255 $Hm^3$ |
| Capacidad del Embalse | 5.400 miles de $m^3$ |
| Superficie del Embalse | 120 $Hm^2$ |
| Propósito o uso del Embalse | Hidroelectricidad |
| Tipo de aliviadero | Libre |
| Capacidad de descarga de los aliviaderos | 3.200 $m^3/seg$ |
| Propietario | CADAFE |

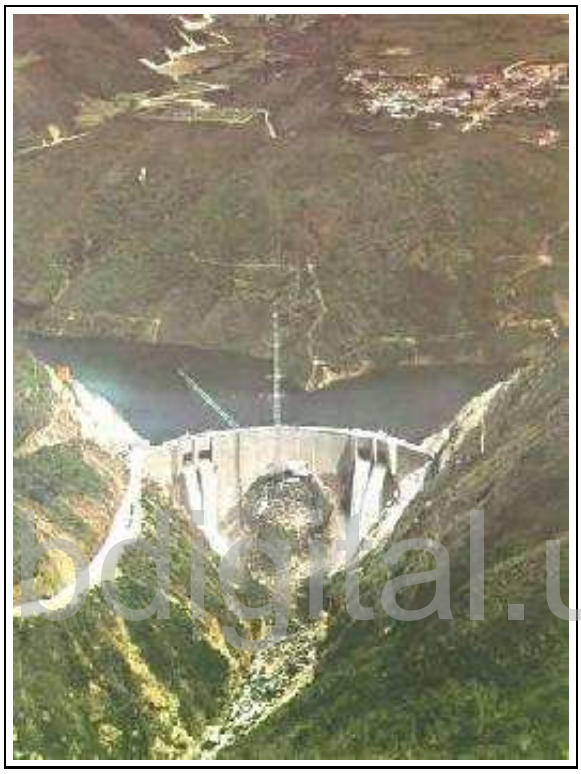
Tabla 2.4: Características Principales del Embalse Santo Domingo

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

### 2.6.2. Central Hidroeléctrica *"General José Antonio Páez"*

Esta central está ubicada en Santo Domingo en el Estado Mérida y es alimentada por el Embalse Santo Domingo, originalmente estaba diseñada sólo para cubrir cargas punta[6] pero debido al déficit de energía actualmente es empleada como central base en el sistema.



www.bdigital.ula.ve

Figura 2.16: Central Hidroeléctrica *"General José Antonio Páez"*

La casa de máquinas es subterránea, ubicada en una caverna de 90 m de largo, 32 m de altura y 20 m de ancho. Está equipada con cuatro turbinas tipo PELTON de Eje Vertical, acopladas cada una de ellas a un generador de 60 MW a 600 r.p.m. para una caída de 878 metros.

Los cables de potencia salen de la central subterránea y pasan por una galería hasta el

[6] Estas centrales sólo entran en funcionamiento en horas del día donde la demanda de energía alcanza sus valores máximos.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

puesto de transición, puente estación de salida de cables, donde se enlazan con líneas aéreas que llegan hasta la subestación, la cual está situada sobre la margen izquierda del Río Santo Domingo, y ocupa una área de 14.300 $m^2$ a la cota de 600 m.s.n.m. De la subestación parten líneas de transmisión hacia Mérida, Valera y Barinas.

En su superficie está ubicada la casa de mando desde donde se controla la central y la subestación, además de vigilar el nivel del embalse y las pérdidas de carga en la estructura de la toma para cualquier instante de tiempo.

### 2.6.3. Embalse Boconó-Tucupido

El sistema de Embalses Boconó-Tucupido está conformado por dos grandes presas:

**Embalse Boconó**

www.bdigital.ula.ve

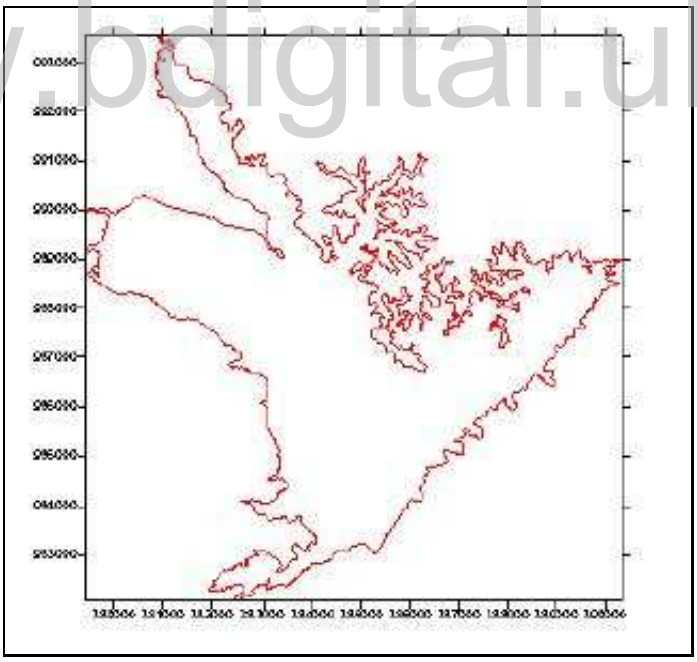


Figura 2.17: Perímetro del Embalse Boconó a la Cota de 262,5 m.s.n.m.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Está ubicado en Peña Larga sobre el Río Boconó, entre los Estados Portuguesa y Barinas cerca de la población de Guanare, a unos 7 Km de la carretera nacional, posee una capacidad de 1.390 $Hm^3$; su cuenca va desde las nacientes del Río Boconó hasta el sitio de presa con un área de aproximadamente 162.000 Hectáreas. Ver Figura 2.17.

**Embalse Tucupido**

El Embalse Tucupido está sobre el Río Tucupido aguas arriba de la población del mismo nombre, aproximadamente a unos 10 Km aguas arriba del puente de la carretera Guanare - Barinas, tiene una área de aproximadamente 44.000 Hectáreas y una capacidad de 2.610 $Hm^3$. Ver Figura 2.18.

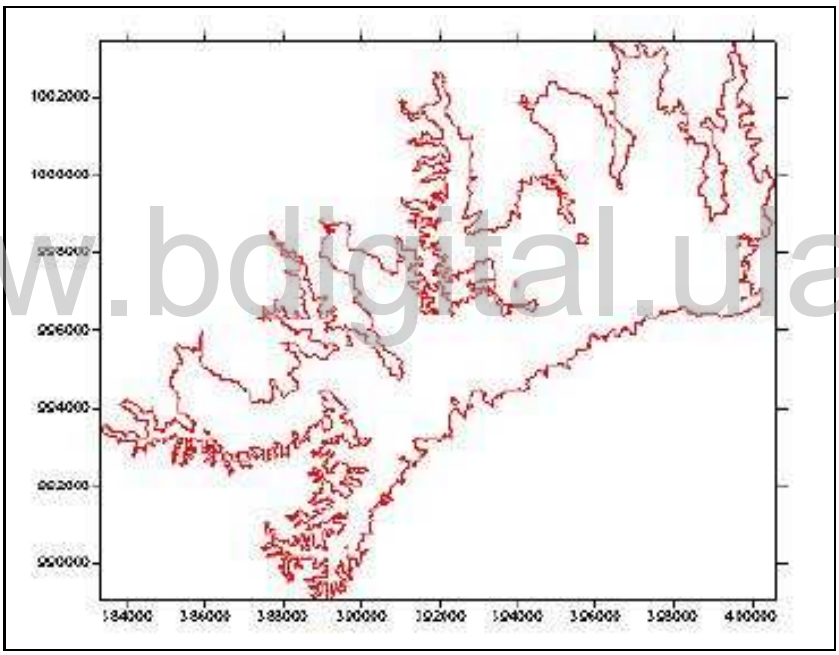



Figura 2.18: Perímetro del Embalse Tucupido a la Cota de 262,5 m.s.n.m.

Según los datos de diseño de las obras, el lago artificial formado por este sistema de presas (Boconó-Tucupido) tiene una superficie de 12.200 Hectáreas, a nivel máximo, es decir a 267,5 m.s.n.m., con una capacidad de volumen de 3.590 $Hm^3$, para un total de área de aporte hídrico al sistema de embalses de 210.000 Hectáreas.

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

| | |
|---|---|
| Nombre de la Presa | Boconó-Tucupido |
| Año de puesta en servicio | 1.988 |
| Particularidad | Sin cambio |
| Nombre del Río | Boconó-Tucupido |
| Tipo de Presa | Tierra |
| Posición y naturaleza de la estanqueidad | Núcleo interno de la tierra |
| Naturaleza de la fundación | Roca |
| Altura de la Presa | 80 - 87 metros |
| Longitud de la Presa | 290 - 395 metros |
| Volumen de la Presa | 2,850 - 6,004 $Hm^3$ |
| Capacidad del Embalse | 3.484.910 miles de $m^3$ |
| Superficie del Embalse | 124.655 miles de $m^2$ |
| Propósito o uso del Embalse | Hidroelectricidad, Irrigación, Control de Crecientes, Recreacional |
| Tipo de Aliviadero | Con compuertas |
| Capacidad de descarga de los aliviaderos | 950 - 2.020 $m^3/seg$ |
| Propietario | MARNR |

Tabla 2.5: Características Principales del Embalse Boconó-Tucupido

www.bdigital.ula.ve

### 2.6.4. Central Hidroeléctrica *"Juan Antonio Rodríguez Domínguez"*

La Central Hidroeléctrica "Juan Antonio Rodríguez Domínguez" está ubicada a la salida de los túneles como se observa en la Figura 2.19, en el Estado Barinas y es surtida por el Embalse Boconó-Tucupido, su casa de máquinas posee dos unidades de generación de 40 MW cada uno, equipados con turbinas tipo Francis con una velocidad nominal de rotación de 225 r.p.m.; siendo diseñada como central para carga base.

Cada turbina está conectada a uno de los túneles por medio de una tubería a presión de 4 metros de diámetro y aproximadamente 50 metros de longitud y tiene una válvula de guardia tipo Mariposa de 3,5 metros de diámetro.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Figura 2.19: Embalse Boconó-Tucupido y la Central Hidroeléctrica “Juan Antonio Rodríguez”

### 2.6.5. Embalse Uribante

www.bdigital.ula.ve

Este desarrollo tiene por finalidad regular la mayor parte de los caudales provenientes de la parte alta de la cuenca del Río Uribante, trasvasarlos a la hoya del Río Doradas y utilizarlos en la producción de energía eléctrica mediante una central que aprovecha el desnivel existente entre esos dos valles.

El Embalse de la Presa La Honda forma un espejo de agua de 2.000 Hectáreas con una superficie de forma alargada con dos ramas principales que se extienden aguas arriba, (ver Figura 2.20), con una capacidad total de 775 millones de metros cúbicos.

La Presa La Honda fue construida aguas abajo de la confluencia de los Ríos Uribante y Potosí, posee una altura de 139 m, consta de un aliviadero ubicado en el estribo izquierdo de la presa, de una descarga de fondo y una serie de galerías de acceso, de inyección y de drenaje. Para su realización fue necesaria la construcción de un túnel de desvío.

Es de tierra, constituida por una sección zonificada, con un núcleo delgado de arenas

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

arcillosas y unos espaldones de areniscas provenientes de las excavaciones del aliviadero y de áreas de préstamo ubicadas en el estribo izquierdo de la presa.

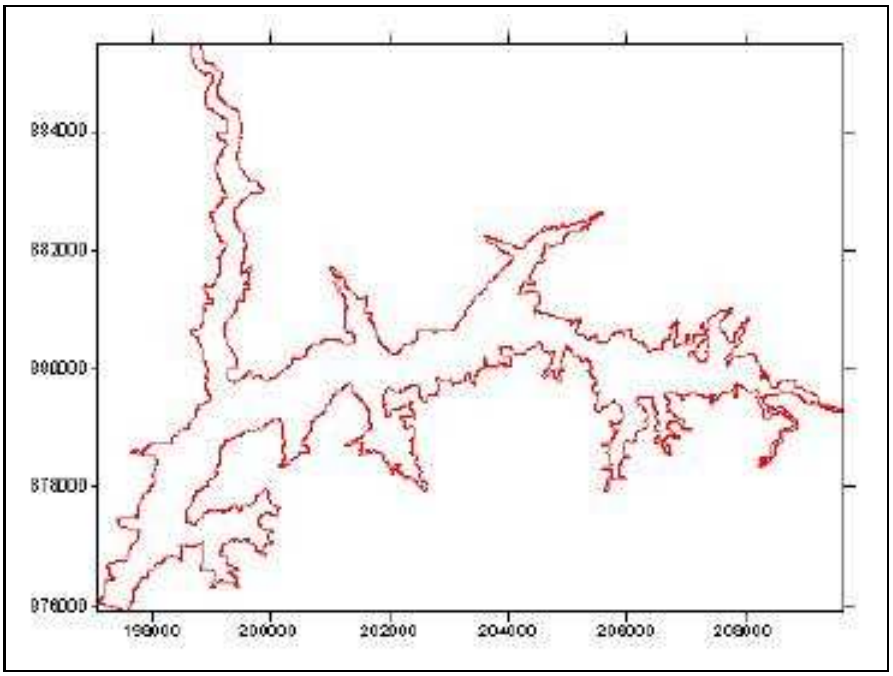



Figura 2.20: Perímetro del Embalse Uribante

www.bdigital.ula.ve

La presa tiene un sistema de filtros y drenes para protegerla contra cualquier filtración que se produzca a través de la cortina debido a las condiciones adversas de fundación, sismicidad y estación de lluvias. Posee un complicado sistema de tratamiento de fundaciones constituido por una pantalla de concreto en el estribo izquierdo, una cortina de inyecciones profundas y un sistema de huecos de drenaje.

Tanto la cortina de inyección como la de drenaje se hicieron a través de galerías excavadas de ambos estribos, las cuales se mantendrán abiertas durante la vida de la obra para realizar observaciones, mediciones y eventualmente inyecciones adicionales u otras acciones necesarias.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

| | |
|---|---|
| Nombre de la Presa | La Honda |
| Año de puesta en servicio | 1.983 |
| Particularidad | Sin cambio |
| Nombre del Río | Uribante |
| Tipo de Presa | Tierra |
| Posición y naturaleza de la estanqueidad | Presa homogénea de tierra |
| Naturaleza de la fundación | Roca |
| Altura de la Presa | 139 metros |
| Longitud de la Presa | 139 metros |
| Volumen de la Presa | 929 miles de $m^3$ |
| Capacidad del Embalse | 775 $Hm^3$ |
| Superficie del Embalse | 20 $Hm^2$ |
| Propósito o uso del Embalse | Hidroelectricidad |
| Tipo de aliviadero | Libre |
| Capacidad de descarga de los aliviaderos | 940 $m^3/seg$ |
| Propietario | CADAFE |

Tabla 2.6: Características Principales del Embalse Uribante

www.bdigital.ula.ve

### 2.6.6. Central Hidroeléctrica *"Leonardo Ruiz Pineda"*

Esta central se encuentra ubicada en San Agatón en el Estado Táchira y fue diseñada para carga base, siendo la Central Hidroeléctrica con mayor potencial instalado del sistema.

La obra de regulación es el Embalse Uribante, cuyos componentes principales son la Presa La Honda con su aliviadero, la Descarga de Fondo y el Túnel de Trasvase de 8 Km de longitud que une la cuenca del Río Uribante con la cuenca del Río Doradas, el cual incluye: la Toma, el Pozo de Compuertas, el Túnel Superior, la Chimenea de Equilibrio, el Pozo Vertical, el Túnel Inferior y las Tuberías Forzadas, así como las obras conexas que incluyen Galerías de Drenaje y de Acceso.

Las obras de generación están constituidas por el Túnel de Trasvase y la Central San Agatón, la cual es una estructura de concreto armado, convencional al aire libre del tipo

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

cubierto y consiste en dos naves para las unidades generadoras y una de montaje.

La casa de máquinas posee dos turbinas tipo PELTON con una capacidad instalada de 150 MW cada una, para una capacidad total de 300 MW y una producción de energía media anual de 1,275 GW-H.

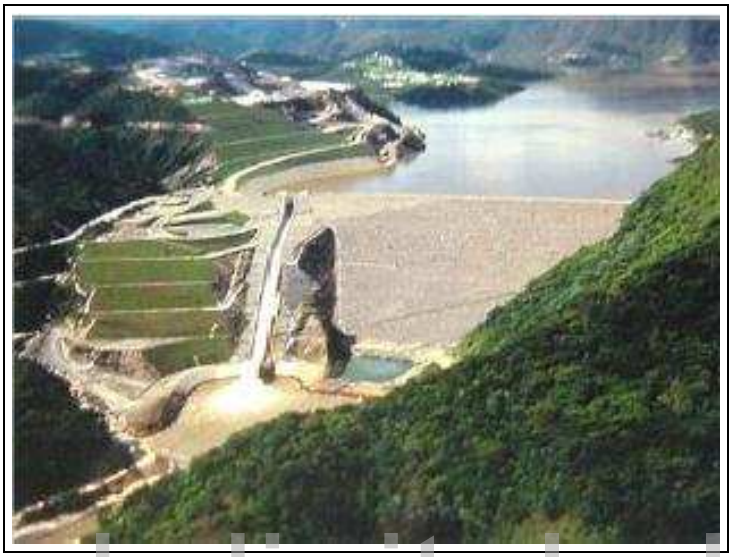


Figura 2.21: Embalse Uribante y Presa La Honda

www.bdigital.ula.ve

## 2.7. Metodologías

### 2.7.1. Modelado de Procesos

Un modelo del proceso es una descripción abstracta de las tareas que debe realizar el sistema para alcanzar su objetivo, que representan elementos claves selectos que son considerados importantes para el propósito del modelo.

La metodología utilizada en este estudio es la recomendada por el Prof. Herbert Hoeger de la Facultad de Ingeniería de la Unversidad de Los Andes en [2] descritos de la siguiente

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

manera (ver Figura 2.22):

1. **Formulación del Problema y Plan de Estudio**

   Todo estudio debe comenzar con una clara definición de los objetivos, de detalles específicos que se quieren cubrir, de diseños alternativos del sistema y de los criterios para evaluarlas. Además de planificar el estudio en términos de personal, costo y tiempo para cada fase del proyecto.

2. **Recolección de Datos y Definición del Modelo**

   Toda la información y datos deben ser recolectados del sistema de interés (si existe) para ser usados en la determinación de aspectos operativos y de las distribuciones de las variables aleatorias usadas en el modelo. Se debe comenzar con un modelo sencillo que pueda ser refinado de ser necesario.

3. **¿Válido?**

   La validación debe efectuarse durante todo el estudio, sin embargo hay ciertos puntos en el estudio en que es particularmente apropiada. Los modeladores deben interactuar estrechamente con las personas conocedoras del sistema y con los tomadores de decisiones. Esto incrementa la validez y la credibilidad del modelo. También deben usarse técnicas estadísticas para verificar las distribuciones de la variables aleatorias usadas.

4. **Construcción del Programa y Verificación**

   Se decide qué lenguaje de programación se debe utilizar. Hay que asegurarse de tener generadores de números aleatorios adecuados y de generar correctamente las distribuciones necesarias y verificar ó depurar el programa.

5. **Corridas Piloto**

   Estas corridas se hacen para validar el modelo verificado.

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

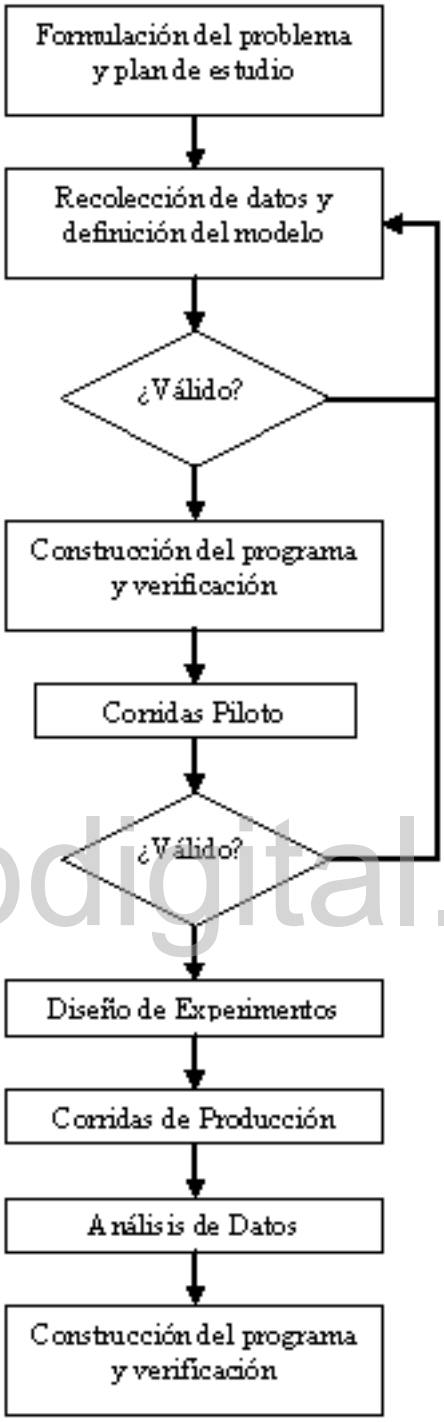



Figura 2.22: Pasos en un Estudio de Simulación

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

6. **¿Válido?**

   Las corridas piloto pueden ser usadas para determinar la sensibilidad del modelo a pequeños cambios en los parámetros de entrada.

7. **Diseño de Experimentos**

   Hay que decidir qué diseños del sistema se simularán y en cada caso hay que decidir sobre el tiempo de corrida de la simulación, las condiciones iniciales, la longitud del estado transitorio, y el número de replicaciones.

8. **Corridas de Producción**

   Son para producir datos para medir el desempeño de los diseños de interés.

9. **Análisis de Salidas**

   Las técnicas estadísticas son usadas para analizar las salidas de las corridas de producción.

   Usualmente se construyen intervalos de confianza de alguna medida de desempeño de un diseño o para decidir cual es mejor respecto a cierta medida de desempeño.

www.bdigital.ula.ve

10. **Documentación, Presentación e Implementación de los Resultados**

    Es importante documentar los supuestos realizados así como el programa mismo. Muchas veces un modelo es usado para varias aplicaciones.

    Un estudio de simulación cuyos resultados no sean implementados generalmente es un fracaso.

### 2.7.2. Estudio Batimétrico de los Embalses

La metodología utilizada en el cálculo del volumen de los embalses en este estudio es la misma metodología utilizada en [23], la cual consiste en un Estudio Batimétrico de los embalses de las tres centrales hidroeléctricas en estudio.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Dicha metodología consiste en mediciones de alta tecnología, la cual arroja resultados continuos en forma digital con precisión relativa al primer orden geodésico en el sistema WGS84.

Una primera fase de este estudio consiste en la instalación de un sistema de posicionamiento dinámico GPS, e instalar una estación permanente en un punto de primer orden geodésico ubicado en la cresta de la presa, la cual se llamó estación Master y que consiste en una estación GPS - MAGELLAN, que posee una capacidad para rastrear 10 satélites simultáneamente, realizando la comunicación a través de un sistema de radio transmisor y una antena de recepción.

La estación master envía a una estación dinámica que recorre los sectores de agua de la presa como se ve en la Figura 2.23, las señales diferenciales necesarias a la corrección del instrumento GPS remoto iniciando las operaciones simultáneas de toma de coordenadas de los satélites y de las mediciones de sondeo, con una programación digital en papel termosensible de lecturas a cada 15 segundos.

www.bdigital.ula.ve

El recorrido de la estación dinámica se realiza por medio de orientación con un GPS Garmin III Plus, que consiste en recorridos en líneas paralelas y cuadrículas separadas cada 30 o 40 metros.

Las coordenadas recolectadas por la estación dinámica son introducidas en el computador y se procesan a través de un software específico que corrige la data. Luego de depurarla se plotea el recorrido realizado. La razón por qué se depura la data es para corregir los sondeos que detectaron troncos o bancos de peces arrojando profundidades erróneas.

Luego se relacionan con las coordenadas obtenidas de los GPS y se elaboran las tablas finales de las tres dimensiones para el procesamiento con el software EZYSURF, el cuale crea los planos, áreas y estimaciones necesarias del estudio.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

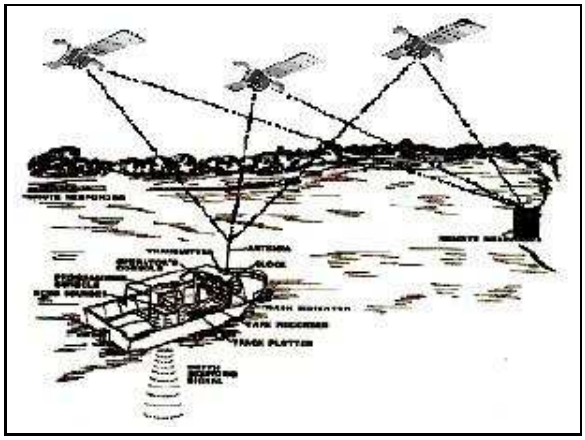


Figura 2.23: Metodología Satelital

Los volúmenes y superficies de los embalses son determinados con el software SURFER a través de tres métodos diferentes que se conjugan para determinar el valor final; éste software permite obtener volúmenes y áreas a cualquier cota de profundidad, los cuales pueden ser tabulados para crear tablas de contenidos.

www.bdigital.ula.ve

### 2.7.3. Series Temporales

Los métodos por Series Temporales se basan en la identificación de un patrón en la serie histórica para extrapolarlo al futuro. En ellos no se pretende encontrar los factores que afecten el comportamiento de la serie, sino que la variable de interés se explica mediante las observaciones pasadas [16].

La diferencia esencial entre las series temporales y los análisis no temporales (Estadística Descriptiva, Diseño de Experimentos o Regresión) es que en estos análisis no importa el orden en que sean tomadas las observaciones y éste se puede variar sin problemas. En las series temporales el orden es muy importante y variarlo supone cambiar la información contenida en la serie [5].

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Usualmente las series de tiempo son representadas por medio de gráficas ya que por este medio se puede ver su evolución con el tiempo.

Por otra parte, aunque el valor futuro (valor extrapolado) de una serie temporal no sea predecible con la mayor exactitud, el resultado tampoco puede ser completamente aleatorio, debe existir alguna regularidad en cuanto a su comportamiento en el tiempo, lo que hará posible su modelado y por ende la predicción.

En la actualidad existen varios objetivos en el cual se utiliza el análisis de series temporales, siendo las más destacadas: Predicción, Control de un Proceso, Simulación de Procesos, etc.

**Procesos Autorregresivos AR**

Los procesos autorregresivos forman una familia de procesos tales que una observación depende de las observaciones anteriores. Se denominan procesos AR y se caracterizan por su orden.

www.bdigital.ula.ve

El proceso autorregresivo de orden p, AR(p) sigue la ecuación:

$$Z_t = \phi_1 Z_{t-1} + \phi_2 Z_{t-2} + \phi_3 Z_{t-3} + .... + \phi_p Z_{t-p} + a_t \tag{2.1}$$

Es decir que una observación estará influida por las “p” observaciones anteriores de forma directa [5].

Por estas caracaterísticas los Modelos AR son utilizados en esta investigación, para realizar el pronóstico de la demanda de energía del occidente del país para las 24 horas del día de los meses en estudio, a partir de la data histórica obtenida por el Despacho de Carga de CADAFE, de manera tal que sirva para estudiar el comportamiento del sistema a partir de los datos pronosticados.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

### 2.7.4. Sistemas Expertos

Como se ha mencionado anteriormente, se realizó un algoritmo implantado en ARENA el cual está basado bajo la filosofía de Sistemas Expertos para el encendido y apagado de máquinas, de manera tal de optimizar el sistema y garantizar su funcionamiento durante el período de simulación.

Los Sistemas Expertos son programas de computadora que utilizan conocimientos y mecanismos de inferencia para reproducir el razonamiento de un experto en un área de conocimiento particular. Estos sistemas pueden razonar siguiendo los pasos de un experto para resolver un problema en particular mediante la utilización de reglas de decisión [20].

Una de las diferencias entre un Sistema Experto (SE) y un programa tradicional es que el SE separa los conocimientos almacenados del programa que los utiliza y de los datos conocidos del problema que se va a solucionar.

www.bdigital.ula.ve

La mayor ventaja de los SE es la representación explicita del conocimiento, el cual es permanente, documentable, transferible, consistente y económico, en cambio la experiencia de un experto es perecedero, difícil de transferir, difícil de documentar impredecible y costoso. Este conocimiento experto puede ser utilizado por otros no tan expertos para solucionar algún problema en particular con el conocimiento y experiencia de un experto [21].

Entre las razones para utilizar un sistema experto se encuentran [25], [20]:

- Sirven de apoyo a personal no experto para resolver problemas complejos que requieren de conocimientos expertos.
- Pueden agrupar el conocimiento de varios expertos para obtener una base de conocimiento mas completa.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

- Permiten procesar una gran cantidad de operaciones y utilizar una gran cantidad de información de forma rápida y efectiva que pudiera sobrepasar la capacidad de un experto humano.
- Su costo se amortiza rápidamente con el uso.

## 2.8. Recopilación y Análisis Estadístico de Datos

### 2.8.1. Recopilación de Datos

Para la recopilación de los datos necesarios en el modelado del sistema, se estudiaron datos históricos recopilados a lo largo de los dos últimos años de funcionamiento de las centrales y los datos de fundación de las mismas.

www.bdigital.ula.ve

En el Despacho de Carga y la Unidad de Generación de CADAFE se lleva un control detallado de cada día de generación de las centrales que incluyen parte de la información necesaria para la simulación del modelo en estudio.

Debido a la gran cantidad de datos que manejan tanto el Despacho de Carga como la Unidad de Generación de CADAFE en el Occidente, la información suministrada por los mismos se presenta por medio de porcentajes y promedios, dichas simplificaciones son adoptadas en este trabajo.

Por otra parte, se utilizaron algunos métodos matemáticos[7] para el modelado de variables donde no se obtuvo información completa.

[7] Que serán explicados más adelante

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

### 2.8.2. Análisis Estadístico de Datos

Para la simulación del modelo del sistema de generación de energía eléctrica se utilizó la siguiente información:

1. **Aporte de Agua del Río**

   El caudal de un río no es constante durante todo el año como se ve en la Figura 2.24, sus oscilaciones constituyen su régimen fluvial que se estudia, generalmente, a partir de datos promedios mensuales, es por esto que el estudio y modelado de esta variable esta representada por promedios diarios en cada mes, es decir, se tiene un promedio en $Hm^3$ por mes.

| **Epoca** | **Meses** |
|---|---|
| **Verano** | Enero |
| | Febrero |
| | Marzo |
| | Abril |
| | Noviembre |
| | Diciembre |
| **Lluvias** | Mayo |
| | Junio |
| | Julio |
| | Agosto |
| | Septiembre |
| | Octubre |

Tabla 2.7: Meses en Epoca de Lluvia y Epoca de Verano en Venezuela

www.bdigital.ula.ve

Venezuela solamente posee dos épocas estacionales: lluvia y verano, (ver Tabla 2.7), las cuales se pueden diferenciar claramente por medio del caudal de agua de los ríos, ya que en los meses de lluvia el caudal alcanza su máximo nivel y por consiguiente el aporte de agua al embalse es mayor, caso contrario de lo que ocurre en los meses de verano, lo que significa que el caudal de agua de los ríos en estudio varía según el mes como podemos ver en la Figura 2.24.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

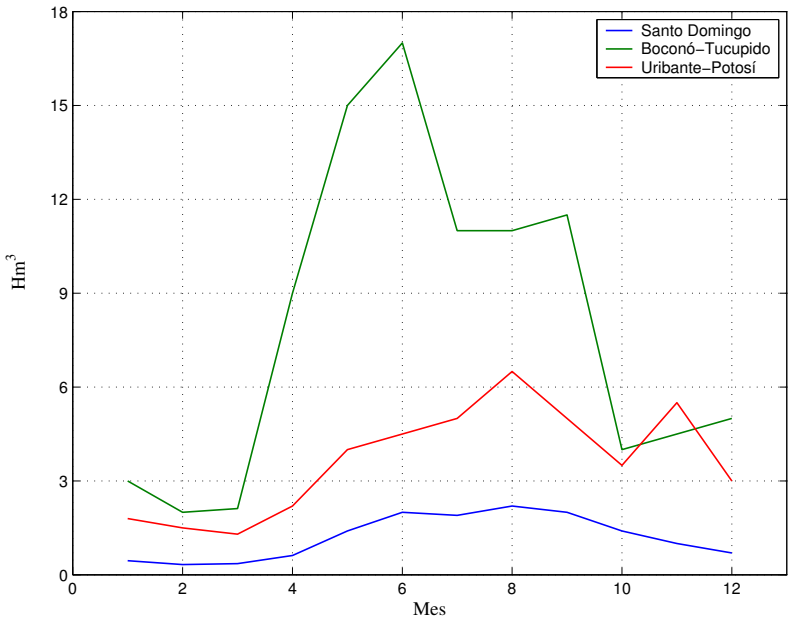



Figura 2.24: Promedio de Aporte de Agua Diario a los Embalses

Es importante señalar que dependiendo del aporte de agua de los ríos a los embalses y de las épocas del año, se establecieron los períodos de simulación del modelo para comparar el comportamiento del mismo en dichas épocas y cómo la generación afecta el nivel de agua de los embalses.

Los cambios en el caudal de agua de un río se reflejan de una manera suave de un momento a otro, esto quiere decir, que el comportamiento del caudal no registra cambios bruscos y por lo general se mantiene constante durante algunos períodos de tiempo, variando sólo de una estación a otra, a menos que ocurran fenómenos ambientales drásticos que varien este comportamiento.

Por estas razones, se parte de la hipótesis de que el aporte de agua de un río a un embalse, se comporta según una Distribución Normal con una media de aporte de agua medida en $m^3/seg$, y una desviación estándar tal que modela los cambios diarios, dependiendo de la época estacional en la cual se esté simulando el modelo, según los datos mostrados en la Tabla 2.8.

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

| Epoca | Central | Caudal ($m^3/seg$) | Desviación Estándar |
|---|---|---|---|
| **Verano** | JAP | 5,2083 | 0,0052 |
| | JAR | 34,7222 | 0,0347 |
| | LRP | 20,8333 | 0,0208 |
| **Lluvias** | JAP | 21,9907 | 0,0219 |
| | JAR | 127,3148 | 0,1273 |
| | LRP | 57,8704 | 0,0208 |

Tabla 2.8: Aporte de Agua de los Ríos por Central

2. **Demanda de Energía Diaria**

Para hallar el comportamiento de la demanda de energía en MW para el occidente del país, se estudiaron los datos históricos desde mayo del 2.003 hasta abril de 2.004, aportados por el Despacho de Carga de CADAFE, a intervalos de 1 hora, obteniéndose así 24 datos para cada día de la semana.

Cabe destacar que debido a la gran cantidad de información manejada por el Despacho de Carga, los mismos realizan simplificaciones en los promedios diarios de la potencia demandada para los mismos días de la semana, es decir, el primer día lunes se comporta de igual manera que el segundo lunes de ese mes y así sucesivamente para los otros lunes restantes, por lo que en realidad se tiene el promedio de los días de la semana para cada mes (ver Figura 2.26).

www.bdigital.ula.ve

Observamos en los datos, que la potencia demandada presenta ciertas modulaciones a lo largo de las 24 horas del día.

En este sentido, para integrar el comportamiento de la demanda de energía en el modelo, se hizo necesario realizar un modelo pronosticador de la demanda por medio de Series Temporales, específicamente por medio de un Modelo Autorregresivos AR.

Dichos modelos representan una ventaja en el sistema, ya que los mismos permiten al mecanismo de generación y al Sistema Experto predecir, al menos una hora antes, el valor que tendrá la demanda y así obtener energía del sistema de una manera segura; caso contrario ocurre en los sistemas controlados a mano, debido que los operadores

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

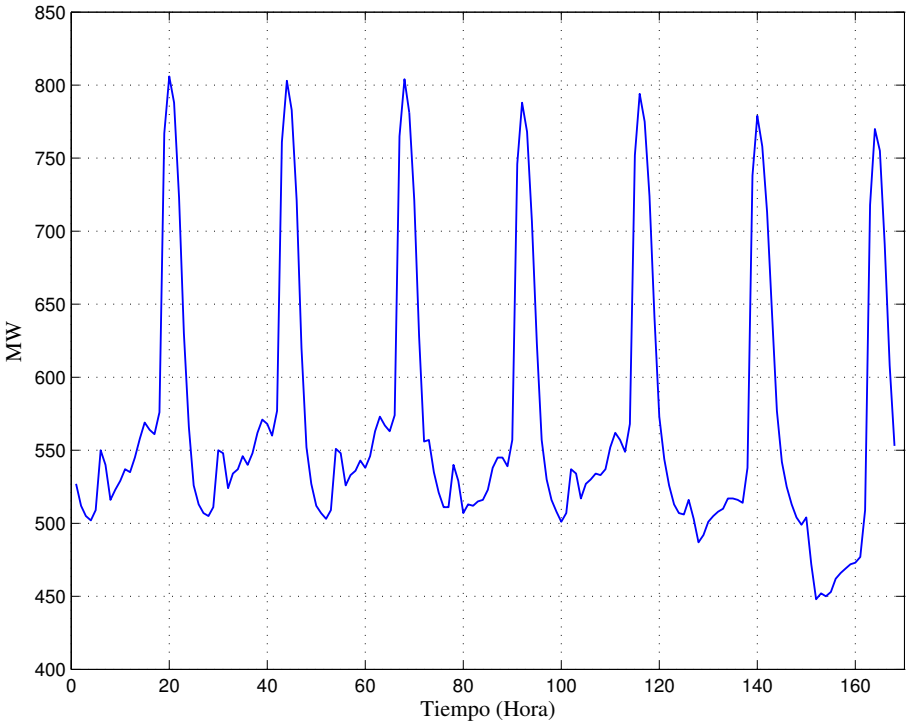



Figura 2.25: Promedio Diario de la Potencia Demandada. Mes de Enero

www.bdigital.ula.ve

no pueden hacer predicciones de este tipo.

Es necesario aclarar la diferencia entre el concepto de pronóstico y planificación. Los pronósticos corresponden a lo que se cree que sucederá en el futuro. La planificación se refiere a lo que se considera que debería suceder en el futuro. Así, a través de la planificación se hace intento consistente para alterar los eventos del futuro mientras que se utilizan los pronósticos como insumo. Si el pronóstico no es aceptable, en ocaciones se puede diseñar un plan para cambiar el curso de los eventos [16].

Desde el punto de vista de la administración de las centrales eléctricas y el sector eléctrico, el pronosticar la demanda de energía es una parte importante y fundamental a la hora de planificar y controlar los sistemas de potencia (no importa a que nivel de generación se encuentren) de manera que se puedan hacer estimaciones lo más cercanas a lo que ocurre en el sistema real.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

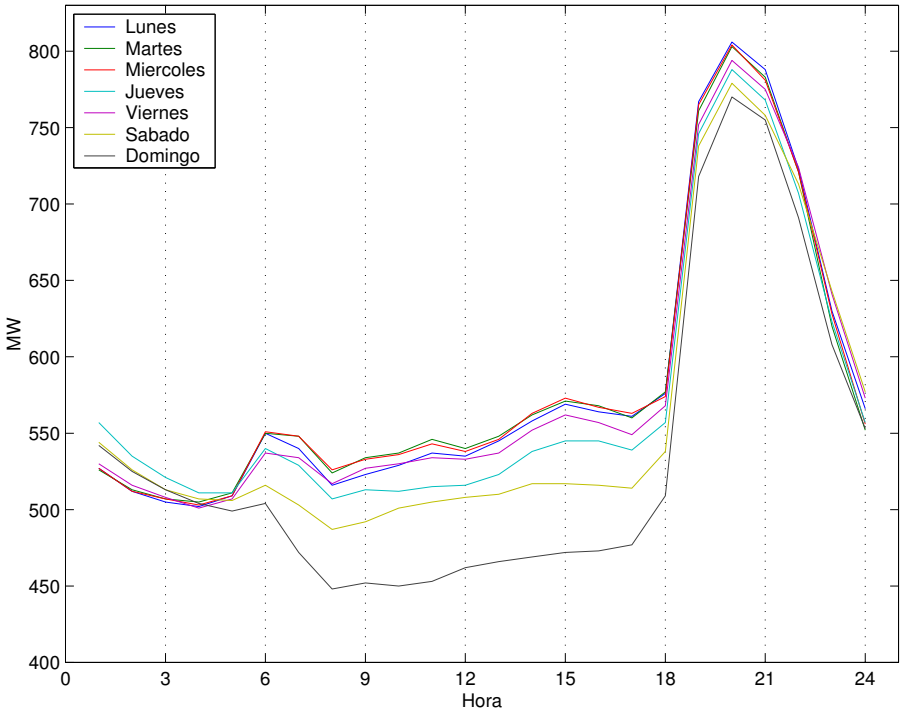



Figura 2.26: Promedio de la Demanda Semanal. Mes de Enero

www.bdigital.ula.ve

El ajuste autorregresivo creado para el modelo del sistema se puede ver en la ecuación (2.2), el cual es de orden 26.

$$
\begin{aligned}
Y_{(t)} = {} & 1,27 * Y_{(t-1)} - 0,30 * Y_{(t-2)} - 0,03 * Y_{(t-3)} + 0,01 * Y_{(t-4)} + 0,03 * Y_{(t-5)} + \\
& 0,01 * Y_{(t-6)} - 0,05 * Y_{(t-7)} + 0,05 * Y_{(t-8)} - 0,02 * Y_{(t-9)} + 0,03 * Y_{(t-10)} - \\
& 0,01 * Y_{(t-11)} - 0,04 * Y_{(t-12)} + 0,05 * Y_{(t-13)} + 0,01 * Y_{(t-14)} - 0,04 * Y_{(t-15)} - \\
& 0,01 * Y_{(t-16)} + 0,05 * Y_{(t-17)} - 0,04 * Y_{(t-18)} + 0,01 * Y_{(t-19)} - 0,02 * Y_{(t-20)} + \\
& 0,04 * Y_{(t-21)} - 0,03 * Y_{(t-22)} + 0,05 * Y_{(t-23)} + 0,88 * Y_{(t-24)} - \\
& 1,14 * Y_{(t-25)} + 0,27 * Y_{(t-26)}
\end{aligned}
$$

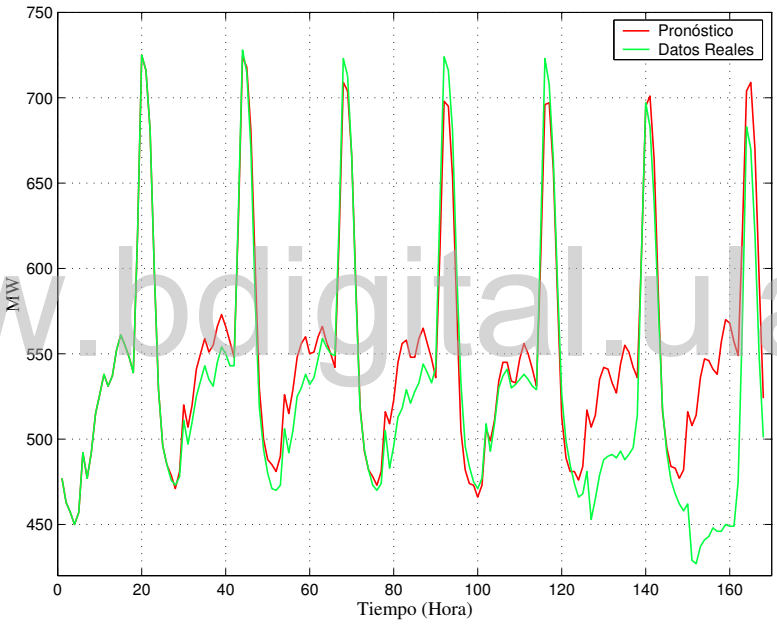
Por medio de la metodología de Modelos AR, se generaron dos modelos, uno de orden 24 y otro de orden 26, la razón por la que se trabajó con el modelo de orden 26 (que requiere de 26 observaciones para realizar el pronóstico) es que éste registraba

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

un error menor de aproximación a los datos reales en comparación con el modelo de orden 24, el cual sólo requería de 24 observaciones.

Dicha ecuación fue calculada por medio del *"System Identification Toolbox"* del software MatLab Versión 6.5, el cual realiza ecuaciones pronosticadoras por medio de Modelos Autorregresivos AR a partir de observaciones pasadas (para este caso 26 observaciones).

De esta manera y utilizando la ecuación creada en MatLab se creó un algoritmo en VB capaz de realizar el pronóstico de la potencia demandada para cada hora de cada día, a partir de los primeros 26 valores de la carga demandada de cada mes.




www.bdigital.ula.ve

Figura 2.27: Datos Reales y Pronóstico de la Demanda. Mes de Julio

En la Figura 2.27 observamos la predicción de la potencia demandada realizada por VB para una semana del mes de Julio, donde la demanda pronosticada es de color rojo, contra los datos reales de color verde. Como podemos observar el primer día (primeras 26 observaciones) los datos son iguales debido a que el modelo utiliza los datos reales para crear la predicción. Aunque el pronóstico se adapta bastante bien

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

a los datos reales los primeros días de la semana, al final de la misma notamos que se incrementa el error de la predicción, esto es debido a que el modelo utiliza las 26 observaciones anteriores a la que se va a predecir, y éstas a su vez también han sido predichas, por ello el error es acumulado y los valores resultantes son distorsionados en comparación con la data real.

Además, como se puede notar en la figura, la curva de la demanda suele bajar hasta 50 MW más abajo de lo normal en las primeras horas en los días de fin de semana y se separa de la curva pronosticada, esto es debido a que los valores reales utilizados en la predicción son de principio de semana donde la demanda es más alta y no tiene el mismo comportamiento que los días de fines de semana.

A partir de lo anterior, al momento de realizar el modelo autorregresivo, no se incluyó el comportamiento especial que tiene la demanda de energía en días feriados y fines de semana.

3. **Volumen útil del Vaso de los Embalses**

www.bdigital.ula.ve

El volumen útil es el volumen de agua almacenado en el embalse entre el nivel mínimo y el nivel máximo. Este volumen representa el máximo volumen utilizable en el embalse [23].

Las ecuaciones del volumen del vaso de los tres embalses en estudio fueron creadas en [23] en función de la cota del nivel de agua, los cuales fueron realizados a través de la Batimetría explicada anteriormente en este mismo Capítulo, y que servirán para el estudio posterior del potencial hidroeléctrico de los embalses.

Los coeficientes de algunas ecuaciones obtenidas por la batimetría fueron asumidos como valores iguales a cero por el software ARENA, por lo que se ajustaron ecuaciones polinomicas utilizando el software MatLab, el cual hace los ajustes por medio del Método de Mínimos Cuadrados.

Un ejemplo de este procedimiento se demuestra a continuación con el cálculo del volumen del vaso del Embalse Santo Domingo.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

En el estudio hecho en [23] se obtuvo las ecuaciones (2.2) y (2.3) dependientes sólo del nivel de agua[8] .

Desde la cota 1.570 m.s.n.m. hasta la cota 1.585 m.s.n.m:

$$Volumen = 3_{*}10^{-57}e^{(0{,}08273 Nivel\ de\ Agua)} \tag{2.2}$$

Desde la cota 1.585 m.s.n.m. hasta la cota 1.598,2 m.s.n.m:

$$Volumen = 4_{*}10^{-39}e^{(0{,}056329 Nivel\ de\ Agua)} \tag{2.3}$$

Como se puede observar en las ecuaciones exponenciales (2.2) y (2.3), los coeficientes son valores pequeños, y para solucionar este inconveniente se graficó Cota Vs. Volumen Util (ver Figura 2.28) del embalse Santo Domingo[9] y se obtuvo la ecuación (2.4), siendo la misma de segundo orden y dependiente sólo del nivel de agua del embalse (cota en m.s.n.m.), perfectamente manejable por ARENA y VB.

$$Volumen\ Util = 2,4856x10^{3} * Nivel^{2} - 7,7311x10^{6} * Nivel + 6,0119x10^{9} \tag{2.4}$$

www.bdigital.ula.ve

Como podemos observar en la Figura 2.28, la curva ajustada (de color verde) es practicamente igual a la curva real (de color rojo), por lo que se considera que el método satisface los requerimientos para incluirlo en el modelo.

De la misma manera, se procedió el cálculo de la ecuación del volumen del Embalse Boconó-Tucupido y se obtuvo la siguiente la ecuación de segundo orden:

$$Volumen\ Util = 1,9909 * Nivel^{2} - 9,2389 * Nivel + 1,0722x10^{5}$$

Por otra parte, la ecuacion del volumen del vaso de Uribante fue tomada directamente de [23] ya que son ecuaciones polinomicas de segundo orden perfectamente manejables por ARENA y VB:

[8] A estas ecuaciones se les resta el volumen muerto de la presa.
[9] Los datos fueron tomados de [23]

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

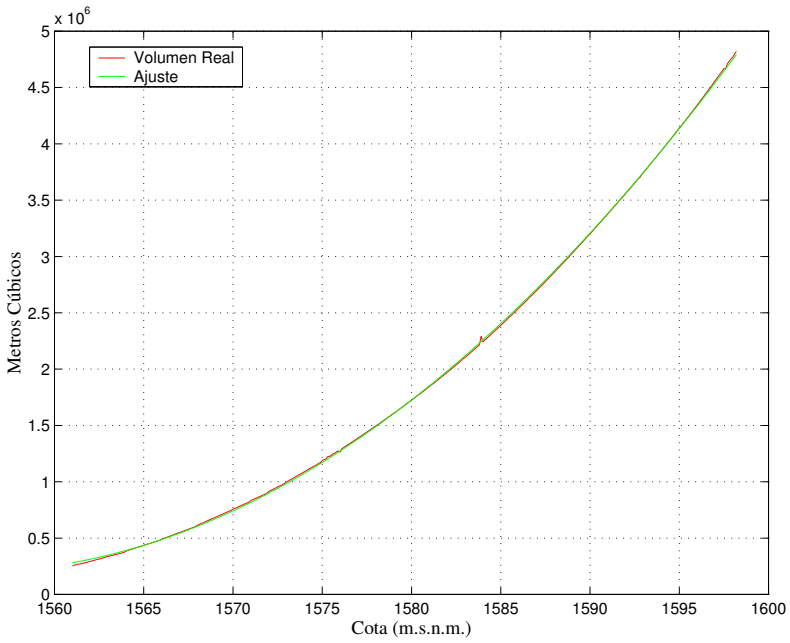



Figura 2.28: Volumen Util Vs. Cota y Curva de Ajuste para el Embalse Santo Domingo

Desde la cota 1.066 m.s.n.m. hasta la cota 1.085 m.s.n.m:

$$Volumen\ Util = 0,108 * Nivel^2 - 219,92 * Nivel + 111708,058$$

Desde la cota 1.085 m.s.n.m. hasta la cota 1.098 m.s.n.m:

$$Volumen\ Util = 0,1199 * Nivel^2 - 245,73 * Nivel + 125702,608$$

A estas dos ecuaciones ya se ha restado el volumen mínimo del embalse, el cual es de 297,342 $Hm^3$.

4. **Caudal Agua Aliviada:**

   El agua es aliviada de los embalses a través de grandes aberturas en la estructura de la presa cuando el nivel de agua embalsado sobrepasa la capacidad máxima de la misma.

   Las centrales en estudio poseen aliviaderos libres, es decir, no poseen compuertas,

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

esto hace que cada vez que el nivel de agua llegue a la altura de los aliviaderos ésta puede fluir libremente.

Debido a que se desconocen las dimensiones de estos alivideros, se procedió según el método descrito en [28] para calcular el caudal de agua aliviada, a calcular estas dimensiones a partir de la siguiente ecuación.

$$Qv = \frac{2}{3} * M * B * \sqrt{2 * g} * H^{2/3} \tag{2.5}$$

Donde:

B = Ancho del aliviadero

Qv = Caudal del aliviadero

M = Constante (0,7)

g = Constante de gravedad (9,8 $m/s^2$)

H = Altura del aliviadero

www.bdigital.ula.ve

Gracias a la información recolectada en [9] se obtuvieron las capacidades de descarga de los aliviaderos de las presas (ver Tabla 2.9), entonces a partir de estos valores se puede realizar un simple despeje del ancho del aliviadero de la ecuación (2.5).

| **Embalse** | **Capacidad de Descarga ($m^3/seg$)** |
|---|---|
| Santo Domingo | 3.200 |
| Boconó-Tucupido | 990 |
| Uribante | 940 |

Tabla 2.9: Capacidad de Descarga de los Aliviaderos de los Embalses

Entonces despejando "B" de (2.5) tenemos que:

$$B = \frac{3 * Qv}{2 * M * \sqrt{2 * g} * H^{2/3}} \tag{2.6}$$

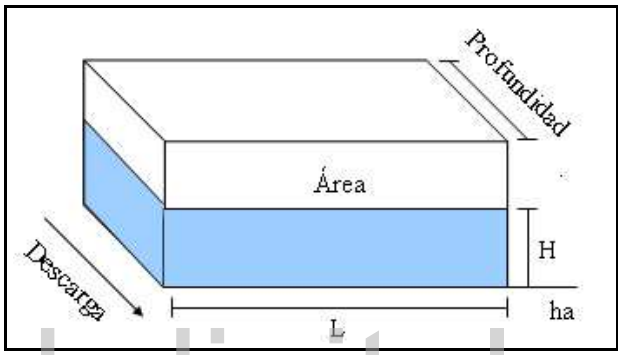
Debido a que no se tienen las medidas del ancho ni del largo de los aliviaderos, se establece que la altura máxima de las mismas son de 10 metros, de esta manera se procede a cálcular el ancho y posteriormente el área de las mismas (ver Tabla 2.10).

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

| Embalse | Ancho (m) | Altura (m) | Area ($m^2$) |
|---|---|---|---|
| Santo Domingo | 48,979 | 10 | 489,790 |
| Boconó-Tucupido | 15,153 | 10 | 151,530 |
| Uribante | 14,387 | 10 | 143,870 |

Tabla 2.10: Dimensiones de los Aliviaderos

De esta manera, para modelar el caudal de agua descargado por la presa se parte de que éste representa el volumen del prisma rectangular máximo de agua que podría pasar por el aliviadero en un segundo, como se muestra en la Figura 2.29.




www.bdigital.ula.ve

Figura 2.29: Caudal de Agua Descargado

Si se divide el caudal descargado entre el área se obtiene la profundidad máxima del prisma rectangular que puede pasar en un segundo.

Ahora, al multiplicar por el largo (L) del mismo y el nivel de agua del embalse menos la altura del aliviadero (H - ha), obtenemos el volumen efectivo de agua que está pasando por el aliviadero en un segundo o en otras palabras: el caudal aliviado.

A partir de esto, se obtiene la ecuación diferencial (2.7) del caudal de agua aliviado por la presa en un instante de tiempo.

$$\frac{dCAA}{dt} = \frac{CD}{Area} * L * (H - ha) \tag{2.7}$$

Donde:

CAA = Caudal de Agua Aliviada ($m^3/seg$)

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

CD = Capacidad de Descarga ($m^3/seg$)

L = Largo del aliviadero (metros)

H = Nivel de agua del embalse (metros)

ha = Altura del aliviadero (metros)

5. **Caudal de Agua Turbinada:**

   La potencia eléctrica generada no se crea en las turbinas sino que es transformada a través del generador unido a ellas, por lo que la cantidad de energía eléctrica generada depende directamente de la energía potencial suministrada por el caudal de agua que pasa por las turbinas.

   A partir de las investigaciones hechas en la web y de [23] se conoce la cantidad máxima de agua consumida por segundo que pasa por las turbinas de las centrales cuando trabajan al 100 % de su capacidad, es decir el caudal de agua turbinada de las Centrales "Gral. José Antonio Páez" y "Leonardo Ruiz Pineda", faltando así el caudal de la Central "Juan Antonio Rodríguez".

www.bdigital.ula.ve

   En tal sentido, partiendo de la idea de que los caudales de agua turbinada se comportan como un modelo exponencial, se puede obtener el caudal de agua turbinado de la Central "Juan Antonio Rodríguez". Ver Tabla 2.11.

| **Central** | **Generación/máquina (MW)** | **Caudal Agua ($m^3/s$)** |
|---|---|---|
| José Antonio Páez | 60 | 8,75 |
| Juan Antonio Rodríguez | 40 | 3,80 |
| Leonardo Ruiz Pineda | 150 | 37,50 |

Tabla 2.11: Caudal de Agua Turbinada de las Centrales

   Es importante señalar que las turbinas no fueron modeladas de forma continua sino como un elemento discreto del sistema, por ende se omiten las variaciones en la frecuencia de la electricidad generada y producida por las variaciones en el caudal de agua, esto trae como consecuancia que se asuma la hipótesis de simplificación de

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

que: *la relación entre el caudal de agua turbinado y la energía eléctrica generada se comporta de manera lineal*, para así poder hacer los cálculos necesarios en la simulación.

6. **Porcentaje de Utilización de las Máquinas Generadoras:**

   Generalmente en épocas de lluvias las centrales trabajan al 100 % de su capacidad, gracias a que los embalses se encuentran lo suficientemente llenos y el potencial hidroeléctrico es alto, sin embargo en épocas de verano los aportes de agua son mínimos y los embalses podrían llegar a sus cotas mínimas de funcionamiento.

   En la actualidad las políticas usadas para racionalizar el uso del agua de los embalses en época de verano es racionando la electricidad. Este criterio consiste en planificar las horas pico del día donde se alcanza los máximos de carga demandada para cortar el suministro eléctrico a las ciudades o regiones según sea el caso, al no existir demanda no se genera energía eléctrica por parte de las centrales, cerrando así el paso de agua a las turbomáquinas, con lo que se trata de recuperar los niveles de agua de los embalses.

www.bdigital.ula.ve

   Otra manera de racionar el agua menos extrema que la anterior, es por medio de generación rodante, la cual consiste en disminuir el caudal de agua que pasa por las turbinas, esto hace que disminuya la energía potencial que se suministra a las máquinas, en resultado se obtiene menor energía eléctrica transformada lo que hace que las máquinas generadoras trabajen a ciertos porcentajes de la capacidad máxima y así se disminuye el consumo de agua en las mismas conservando los niveles de agua.

   Las políticas y criterios de generación de las centrales, no fueron obtenidas por ser información privada de la empresa, por lo consiguiente se crearon criterios sobre el uso de las turbinas a partir de consultas y entrevistas realizadas con operadores del Despacho de Carga de Occidente y con el Ing. Ernesto Mora de la Escuela de Eléctrica.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

De esta forma se establecieron los siguientes criterios:

- Para la Central Gral. José Antonio Páez:

  Esta central posee 4 máquinas generadoras con una capacidad de 60 MW cada una, recordemos que esta central fue construida como una central de carga punta y sólo se pondría en funcionamiento en las horas pico de la demanda, pero debido al exceso de demanda actual es utilizada como central de carga base.

  Por otra parte el potencial hidroeléctrico de la misma es de tan sólo 9 GW-H, y el consumo de agua de las turbinas a su capacidad máxima instalada hace que el nivel de agua baje de una manera muy drástica y poco conservadora, por lo que el modelo en esta central sólo se pondrán en funcionamiento tres turbinas al 60 y 90 % de su capacidad máxima.

- Para la Central Juan Antonio Rodríguez:

  Paradójicamente aunque ésta central posee mayor potencial hidroeléctrico (415,156 GW-H) y es abastecida por dos ríos, es la que tiene menor capacidad de generación entre las tres centrales en estudio, ya que sólo tiene dos máquinas generadoras con una capacidad instalada de 40 MW cada una, para un total de 80 MW.

  Gracias al rico aporte hídrico que posee esta cental, las máquinas generadoras pueden trabajar al 100 % sin que se arriesgue el nivel de agua de los embalses, ya que el consumo de agua de las mismas es relativamente bajo en comparación con las otras centrales.

  De esta manera, los porcentajes de utilización para las dos máquinas es de: 60, 80 y 100 %.

- Para la Central Leonardo Ruiz Pineda:

  Esta central posee 2 máquinas generadoras con una capacidad de 150 MW cada una, siendo la central con mayor capacidad instalada entre las tres en estudio, y su potencial hidroeléctrico es de 402,66 GW-H, lo suficientemente alta como

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

para que trabaje al 100 %.

Por lo que de igual manera que la Juan Antonio Rodríguez, las máquinas de ésta central trabajaran al 60, 80 y 100 % de su capacidad máxima.

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

# Capítulo 3

# Modelado del Sistema

Generalmente los sistemas como conjuntos de procesos y subprocesos integrados, son difíciles de comprender, debido a su complejidad, amplitud y por los múltiples puntos de contacto entre sí, es por eso que un modelo puede dar la oportunidad de organizar y documentar la información sobre dicho sistema.

www.bdigital.ula.ve

El proceso de modelado se refiere a las relaciones que existen entre los sistemas reales y sus modelos, es decir, el proceso a través del cual construimos el modelo que representa el sistema. Este proceso consiste, en esencia, en analizar toda la información de la que se dispone con relación al proceso, depurándola hasta reducirla a sus aspectos esenciales y reelaborarla para así describir los sistemas en términos que sean aceptables y poder estudiar sus cambios [15].



Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

## 3.1. Descripción Informal del Sistema

El proceso de generación de electricidad de las centrales hidroeléctricas consta básicamente de tres subprocesos[1] : estudio del nivel de agua del embalse, estudio de la demanda de energía y el encendido y apagado de las máquinas generadoras para la producción de energía eléctrica.

El subproceso de estudio del nivel de agua de los embalses está a cargo de la sala de mando de cada una de las centrales, y a su vez este consta de otros subprocesos tales como: chequeo diario del aporte de agua de los ríos a los embalses, del caudal de agua aliviada, de la cantidad de agua que se puede consumir y del volumen útil del vaso de los embalses.

El subproceso de estudio de la demanda de energía para el occidente del país permite conocer el comportamiento de la demanda a lo largo del día durante todo el año, de manera de poder tener un pronóstico acertado para la toma de decisiones de producción tanto en épocas de sequía como de lluvias de manera de poder conservar el nivel de agua de los embalses.

www.bdigital.ula.ve

El subproceso de encendido y apagados de las máquinas generadoras está a cargo de cada central y a su vez depende directamente del nivel de agua de los embalses y de la demanda de energía para las 24 horas del día de todo el año.

Diariamente las centrales generan electricidad de acuerdo a la demanda de energía (demanda de energía para el occidente del país) y siempre dependiendo del nivel de agua de los embalses, los cuales nunca deben disminuir de su cota mínima de producción establecida.

Primordialmente, en la Unidad de Generación de CADAFE ubicado en la ciudad de Valera se hace la planificación de producción de energía que deben tener las centrales para satisfacer la potencia demandada para las siguientes horas, luego las salas de mando de

[1] Según lo explicado por los Operadores del Despacho de Carga y los experto de la materia

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

cada una de las centrales estudian las variables de producción de electricidad; dependiendo de estos parámetros se establecen los criterios de horario de producción y encendido de las turbinas generadoras y a que porcentajes deben trabajar.

Una vez establecida la programación diaria de la central, es permitido el paso de agua por las turbinas, las cuales pueden ser encendidas a su capacidad máxima cuando es época de lluvias y los embalses se encuentran lo suficientemente abastecidos, en épocas de verano existen otras políticas de generación que no permiten el encendido de todas las máquinas y se utiliza generación rodante, es decir, las turbinas funcionan a ciertos porcentajes disminuidos de producción.

Llegado el caso en el que el nivel de agua de los embalses disminuyera en gran cantidad y se aproximara a la cota mínima de producción (ver Tabla 3.1) establecida para cada una de ellas, se planifica el abastecimiento por sectores de electricidad, reduciendo la cantidad de MW generados para así disminuir el consumo de agua por las centrales, para preservar el nivel de los embalses, esto trae como consecuencia la reducción de energía eléctrica y hasta el corte de la misma.

www.bdigital.ula.ve

| **Central** | **Nivel Mínimo (m.s.n.m.)** | **Nivel Máximo (m.s.n.m.)** |
|---|---|---|
| Jose Antonio Páez | 1.561 | 1.598 |
| Juan Antonio Rodríguez | 245 | 267,5 |
| Leonardo Ruiz Pineda | 1.066 | 1.098 |

Tabla 3.1: Niveles Máximos y Mínimos de los Embalses

Caso contrario en lo que ocurre en la época de lluvias, donde generalmente los niveles de agua de los embalses pueden llegar a sus cotas máximas, por lo que es necesario abrir las compuertas de los aliviaderos (a menos que sean aliviaderos libres) para que se descarguen las cantidades de agua que sobrepasen la capacidad de almacenaje de los embalses evitando así que se produzcan daños en la obra o cualquier otra eventualidad.

Es importante hacer notar que en las horas pico de consumo eléctrico del día, es decir,

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

entre las 19:00 y 23:00 horas, hay un déficit de energía eléctrica de aproximadamente 200 MW, ya que las centrales hidroeléctricas de CADAFE no tienen ésta capacidad de producción y no satisfacen la carga demandada, por otra parte la planta turbo-gas del Táchira también perteneciente a CADAFE no es confiable en cuanto a su funcionabilidad, ya que por lo general su producción es de tan sólo 30 MW[2] , por tales motivos se hace necesario importar MW desde el Guri, ya que esta es la única central en el país capaz de exportar a cualquier parte del país a través de la red de transmisión nacional, pero debido al corto alcande de las líneas de transmisión, las leyes ambientales del país y el alto costo de transmisión, que en la mayoría de los casos no se pueden trasladar todos los MW necesarios, por lo que es inevitable el racionamiento de eléctricidad.

Cada cierto tiempo las máquinas deben ser revisadas para su mantenimiento de rutina, por lo que se planifica su parada a ciertas horas en donde la demanda no sea muy alta. Por lo general siempre en todas las centrales debe existir por lo menos una máquina encendida para conservar el caudal del río, por lo que se deben turnar las revisiones de las mismas para así conservar tanto los caudales de los ríos como la carga generada.

www.bdigital.ula.ve

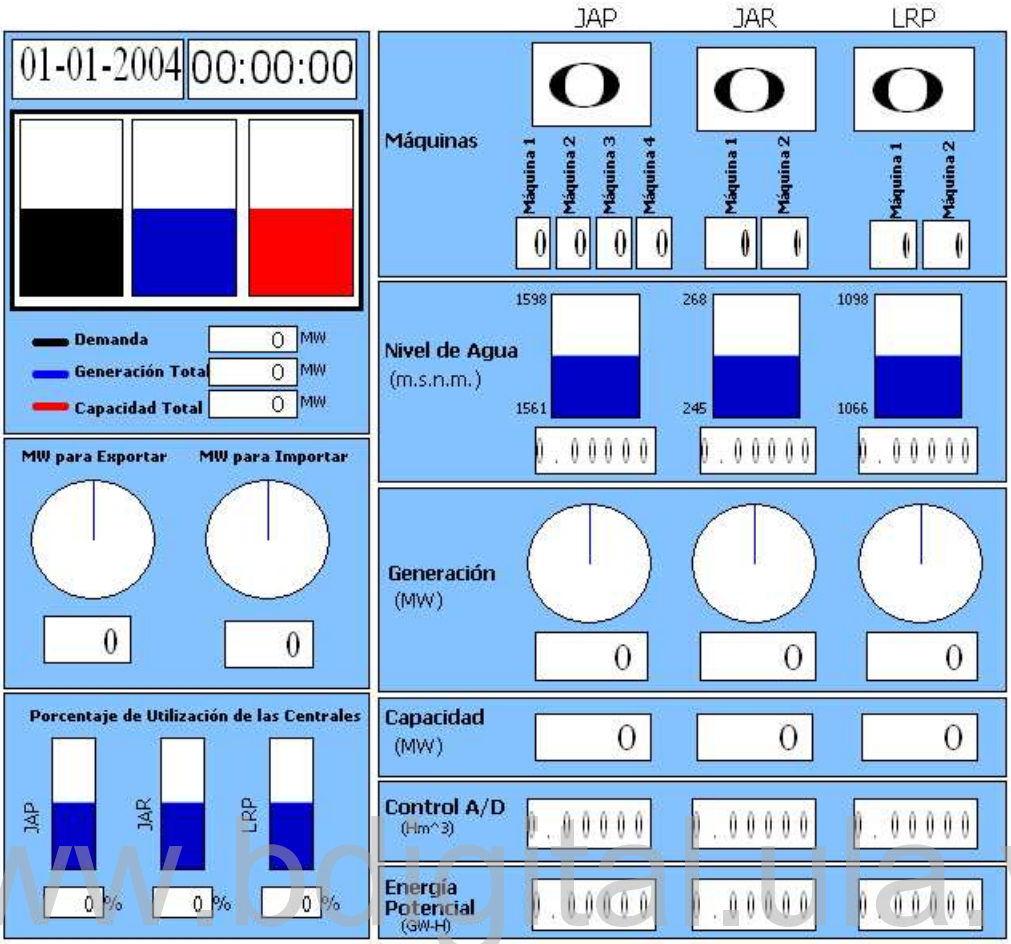
A lo largo del año, las centrales se comportan de esta manera, a menos que se presenten eventualidades en donde el proceso de generación sea interrumpido y se deban tomar nuevas decisiones de producción.

## 3.2. Modelo Estático del Sistema

En la figura 3.1 se muestra el modelo estático sobre el cual se desarrolla toda la animación correspondiente al modelo de simulación de las tres centrales.

[2] Según la información aportada por los Operadores del Despacho de Carga

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual




www.bdigital.ula.ve

Figura 3.1: Representación del Modelo Estático del Sistema

## 3.3. Descripción del Modelo Lógico

La implementación del modelo de las tres centrales hidroeléctricas a un lenguaje de simulación se hizo a través del software de simulación ARENA Versión 5.0 con una interfaz con *Visual Basic 6.*

En tal sentido, a continuación se presenta una breve descripción de los módulos de ARENA utilizados en la simulación y que se encuentran detallados en [29] y [27].

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

### 3.3.1. Descripción de los Módulos de ARENA

**CREATE:** Es el módulo de creación para las entidades en una simulación. Estas entidades son creadas utilizando un horario o basado en tiempos entre llegadas, luego las entidades salen de este módulo para comenzar a ser procesadas a través del sistema.

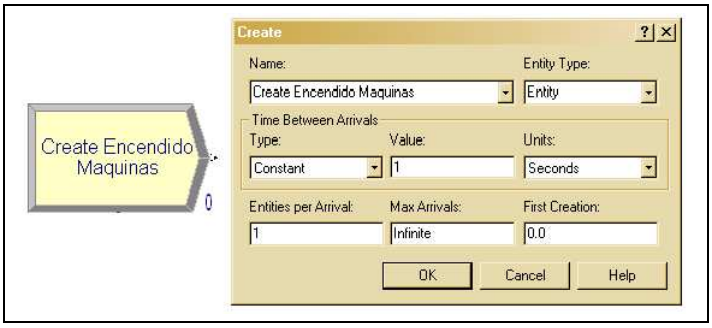



Figura 3.2: Descripción del módulo CREATE

**ASSIGN:** Este módulo se usa para asignar nuevos valores a variables, atributos a las entidades, tipo de entidades u otras variables del sistema, además que con uno sólo de estos módulos se pueden hacer varias de estas asignaciones.

www.bdigital.ula.ve

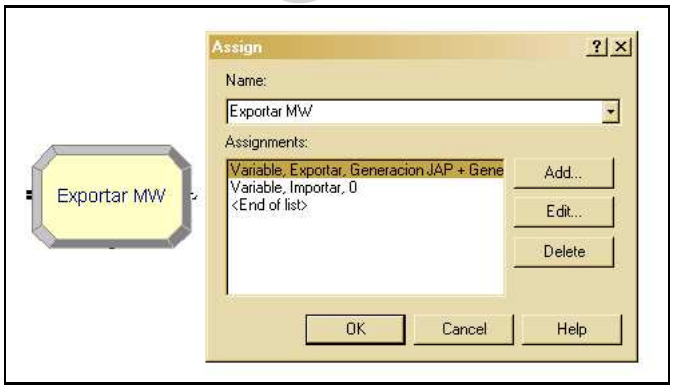



Figura 3.3: Descripción del módulo ASSIGN

**DECIDE:** Este módulo permite hacer decisiones en el sistemas basadas en una o más condiciones o probabilidades. Además dichas condiciones pueden ser basadas en valores de atributos, valores de variables o expresiones.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

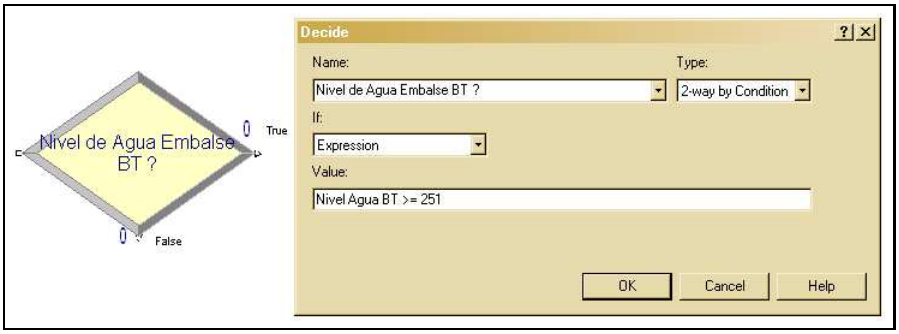



Figura 3.4: Descripción del módulo DECIDE

**DETECT:** El módulo prevé un punto en el cual una entidad es creada en una porción evento-discreto del modelo, análogamente al módulo Create. El momento de creación de la entidad es dictado cuando el valor de una variable continua-nivel pasa por un valor específico.

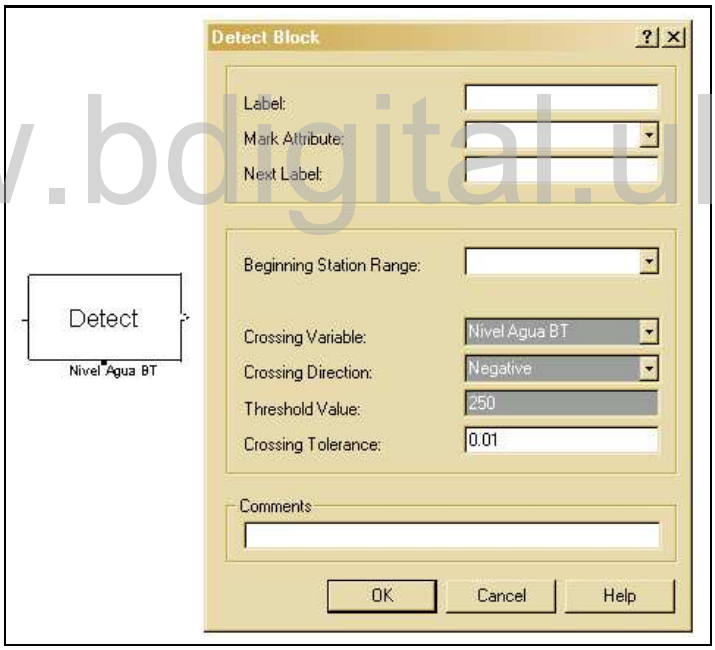



Figura 3.5: Descripción del módulo DETECT

**CSTATS:** El módulo Cstats registra los promedios (half-width) de los máximos y mínimos de una variable continua-nivel.

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

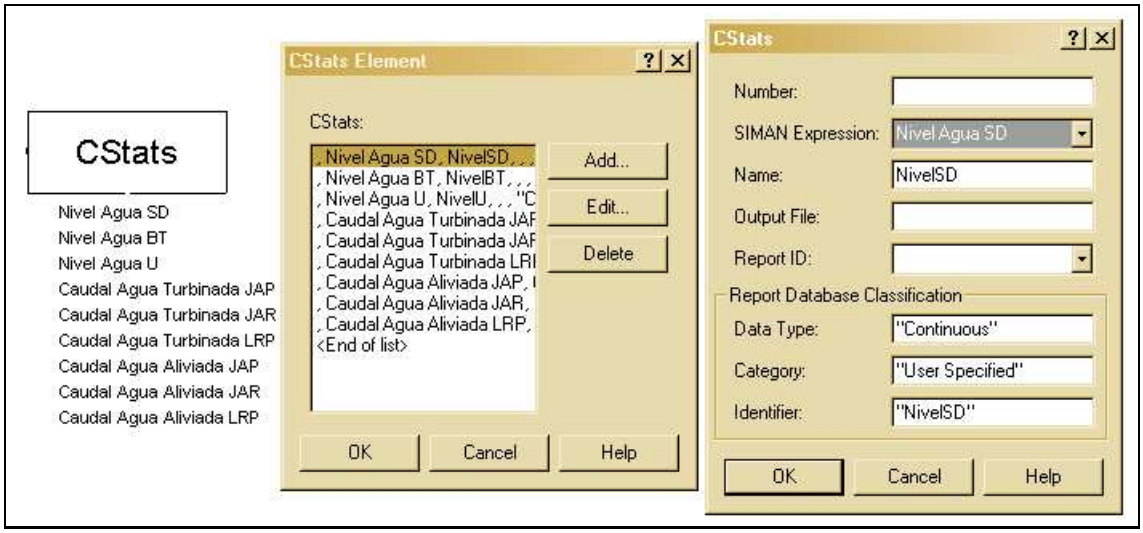



Figura 3.6: Descripción del módulo CSTATS

**LEVEL:** Las variables Nivel también llamadas estado o variables S, representan el valor de un proceso particular que cambia continuamente en el tiempo, es decir, es el valor de la variable.

www.bdigital.ula.ve

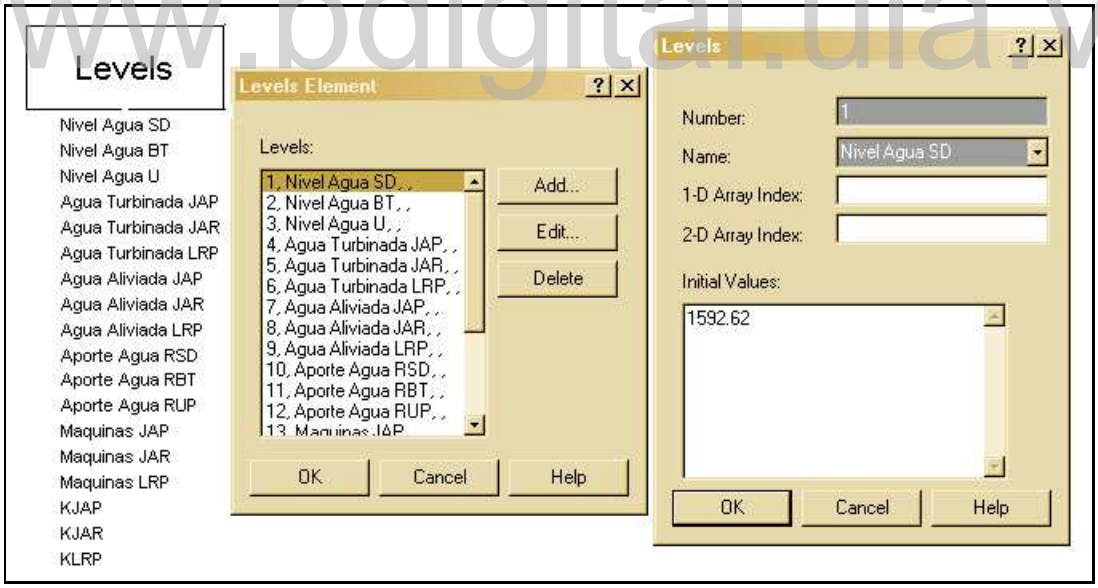



Figura 3.7: Descripción del módulo LEVEL

**CONTINUOUS:** Las características de modelos continuos en Arena están basadas en

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

pares de variable llamadas LEVEL y RATES.

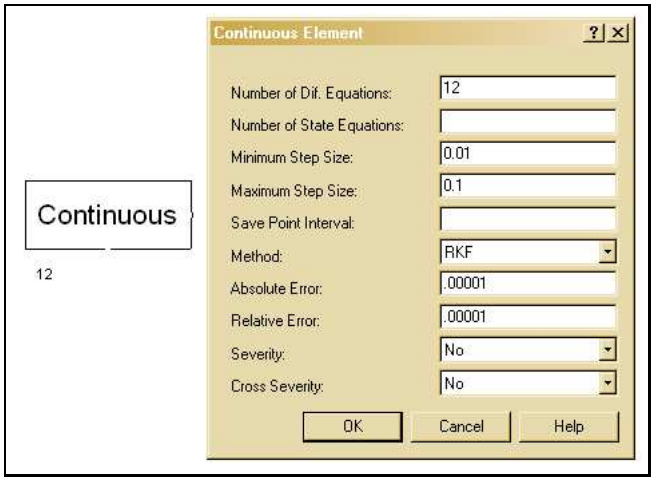



Figura 3.8: Descripción del módulo CONTINUOUS

**RATES:** También llamadas derivadas o variables D, representa la tasa de cambio (derivada temporal) de la variable LEVEL.

www.bdigital.ula.ve

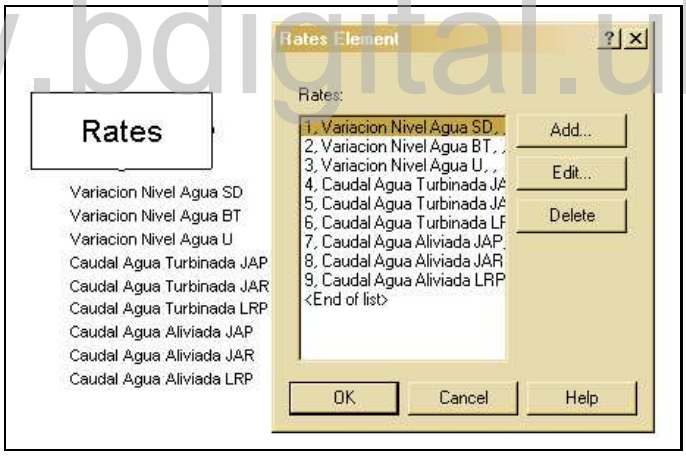



Figura 3.9: Descripción del módulo RATES

**READWRITE:** Este módulo se utiliza para escribir datos a un dispositivo de salida, tal como la pantalla o un archivo.

Cuando una entidad llega al módulo ReadWrite, el archivo especificado se examina

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

para ver si está abierto (activo), de lo contrario el archivo se abre automáticamente. Los valores de los atributos, de las variables o de las expresiones se leen o se escriben según el formato especificado.

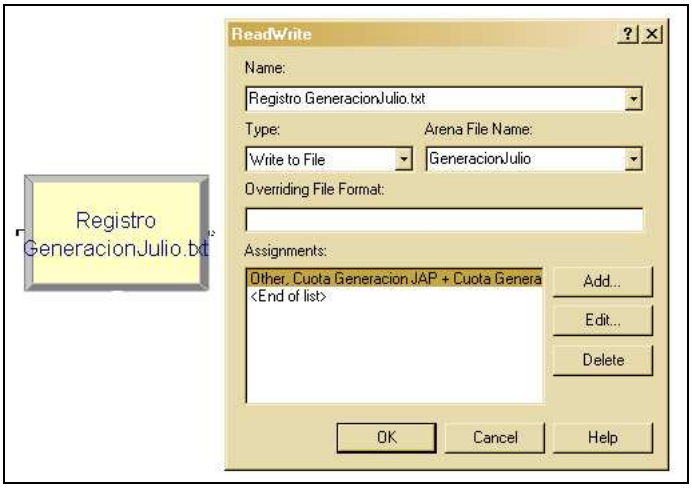



Figura 3.10: Descripción del módulo READWRITE

**SEPARATE:** Este módulo puede ser usado para copiar cualquier entidad que entre al módulo en múltiples entidades o dividir algunas entidad que haya sido unida previamente mediante el módulo BATCH.

www.bdigital.ula.ve

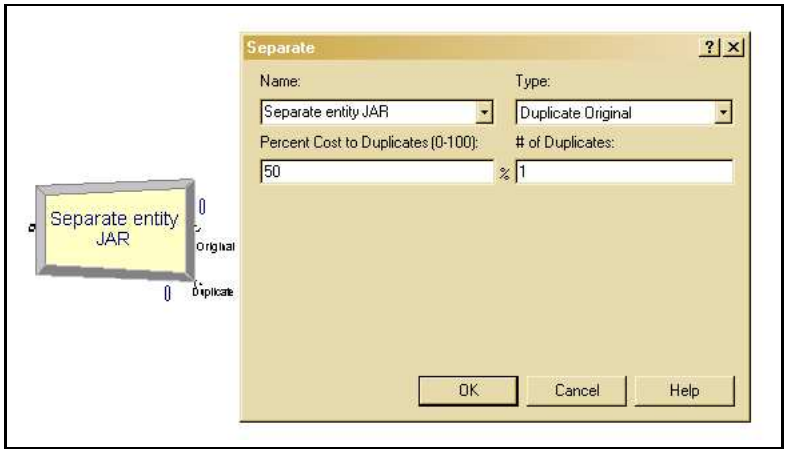



Figura 3.11: Descripción del módulo SEPARATE

**VBA BLOCK:** Cuando una entidad entra a un bloque de Visual Basic el control de la

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

entidad es transmitido a un procedimiento, estos son creados en el editor de Visual Basic para cada bloque VBA. Una vez que el bloque ha sido ejecutado, la entidad permanece en el bloque hasta que necesita realizar otra tarea. El control de la entidad retorna al modelo y ésta continua procesándose.

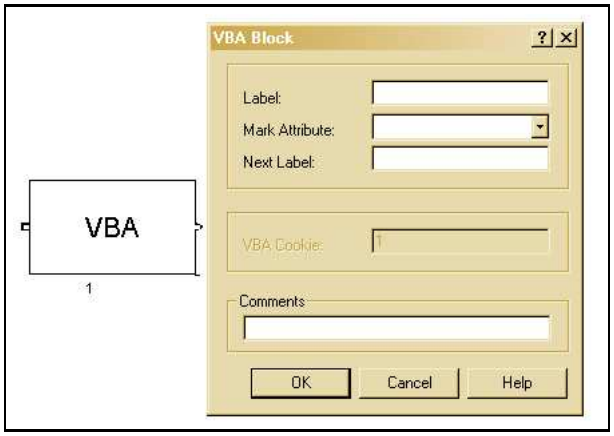



Figura 3.12: Descripción del módulo VBA

www.bdigital.ula.ve

**DISPOSE:** Este módulo se utiliza como punto final de las entidades en la simulación. Las estadísticas de las entidades pueden ser almacenadas antes que sean eliminadas.

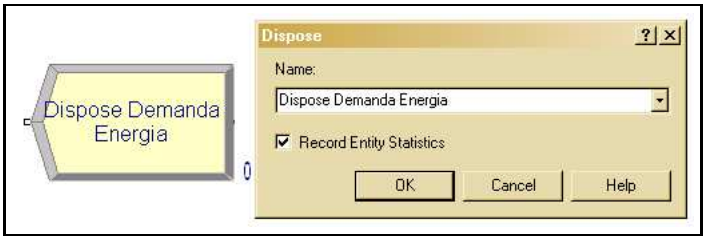



Figura 3.13: Descripción del módulo DISPOSE

### 3.3.2. Descripción del Modelo Lógico en ARENA

En esta sección procedemos a explicar el modelo implantado mediante el software de simulación ARENA.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

El modelo está dividido en submodelos y algunos de ellos estan divididos a su vez en otros submodelos, como se puede ver en la Figura 3.14.

Figura 3.14: División del Modelo en Submodelos

Se explicarán todos los submodelos desglosándolos en partes, describiendo el funcionamiento que realiza cada bloque de módulos.

www.bdigital.ula.ve

1. **Submodelo Demanda de Energía**

   En la Figura 3.15 se muestra el modelo lógico del submodelo Demanda de Energía.

   En este submodelo se realiza la interfaz entre ARENA y VB donde los cálculos de la predicción como se menciona en el Capítulo 2, se realizan a través de un algoritmo en VBA que realiza la predicción de la demanda de energía en el momento inicial de la simulación, partiendo de las primeras 26 observaciones de la demanda, es decir a partir del primer día del mes de simulación.

   Una vez creado la predicción es almacenado en un archivo donde es accesado por ARENA a través de módulos que hacen las llamadas de los algoritmos creados en VBA obteniendo así los valores de la carga demandada hora por hora que luego es utilizada por otros submodelos dentro del modelo general.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

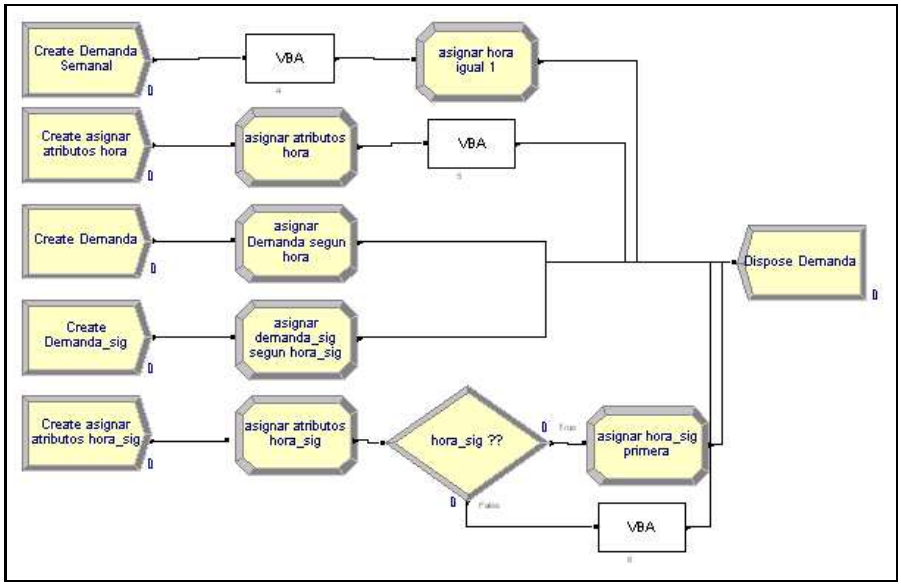



Figura 3.15: Submodelo Demanda de Energía

2. **Submodelo Encendido de Máquinas**

Primordialmente recordemos que el modelado y la simulación se realizó tanto para época de lluvia como de sequía, y debido a los cambios climatológicos de las mismas el tratamiento de las centrales son diferentes en cuanto al encendido de las turbomáquinas, a partir de esto los submodelos de encendido de máquinas son diferentes para estos dos modelos.

En la Figura 3.16 se muestra el modelo lógico del submodelo Encendido de Máquinas para épocas de lluvia, y la Figura 3.17 muestra el de época de verano.

El submodelo de encendido de máquinas en época de lluvia está dividido en tres submodelos más: Encendido Máquinas JAP, Encendido Máquinas JAR y Encendido Máquinas LRP.

Tanto en este submodelo como en sus submodelos básicamente se realiza el encendido de las máquinas generadoras de las tres centrales, dependiendo del nivel de agua y de la demanda de energía, asignando a su vez los valores de la generación de cada una de ellas y del caudal de agua turbinada según el número de máquinas encendidas

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

y los porcentaje de utilización a los cuales están trabajando.

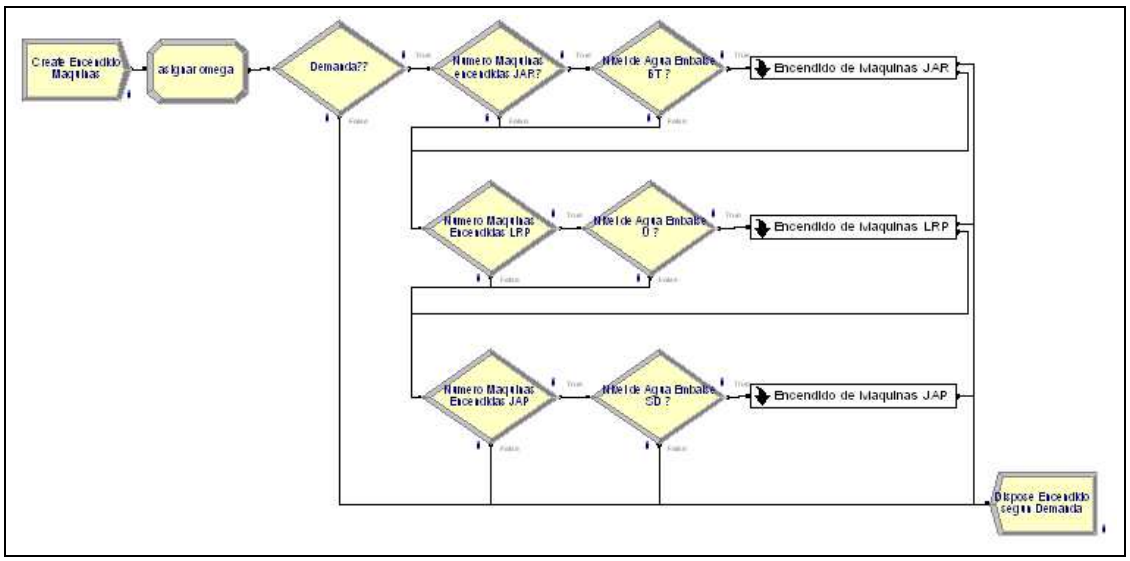



Figura 3.16: Submodelo Encendido de Máquinas para Epoca de Lluvia

Para este bloque se crearon 7 reglas de encendido de las máquinas, lo que se llama un ***Sistema Experto***, explicado en el Capítulo anterior.

www.bdigital.ula.ve

Este Sistema Experto consta de un algoritmo que describe como deben ser encendidas las ocho máquinas generadoras de las centrales en estudio, guiandose por la demanda, el potencial hidroeléctrico y el nivel de agua de los embalses.

Las reglas del Sistema Experto son las siguientes:

1. Se estudia la carga demandada pronosticada por el sistema para la proxima hora y el potencia generado por las centrales en ese momento.
2. Si se detecta que en la próxima hora puede existir un déficit de energía, se identifica la central hidroeléctrica con mayor potencial hidroeléctrico embalsado.
3. Se verifica el número de máquinas encendidas de la central y el porcentaje de funcionamiento de las mismas.
4. Si esta central no está funcionando al 100 % de su capacidad y se pueden encender máquinas, se verifican las siguientes reglas:

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

4.1 Si el nivel de agua del embalse se encuentra por encima del nivel mínimo de funcionamiento establecido por la sala de mando de la central más 0,05 metros (ver Tabla 3.2), se permite el encendido de las máquinas.

| Central Hidroeléctrica | Límite mínimo de encendido (m.s.n.m.) | Nivel de apagado (m.s.n.m.) |
|---|---|---|
| JAP | 1.561,05 | 1.561 |
| JAR | 245,05 | 245 |
| LRP | 1.066,05 | 1.066 |

Tabla 3.2: Límites del Nivel de Agua para el Encendido y Apagado de Máquinas

4.1.1 El aumento del número de máquinas o del porcentaje de funcionamiento de la central, se define de acuerdo a la cantidad de potencia faltante para satisfacer la carga demandada.

4.1.2 Si se satisface la demanda de energía para la siguiente hora, se finaliza el proceso de encendido de máquinas hasta la siguiente hora y se pasa a la Regla Nº 6.

4.1.3 Si no se satisface la demanda de energía se actualiza la cantidad de energía faltantante y se estudia el encendido de máquinas de la siguiente central y se repite el proceso de encendido a partir de la Regla Nº 3.

4.2 Si el nivel de agua del embalse está por debajo del nivel mínimo establecido, no se permite el encendido de las máquinas de esta central y se estudia el encendido de máquinas de la siguiente central a partir de la Regla Nº 3.

5. Si la central en estudio está funcionando al 100 % de su capacidad, se estudia el encendido de máquinas de la siguiente central con mayor potencial hidroeléctrico embalsado y se repite el proceso desde la Regla Nº 3.

6. Una vez que se han hecho los cambios con respecto al número de máquinas a encender, el sistema espera que se cumpla la hora y enciende las máquinas de las centrales que se hagan necesarias.

7. Si no existe déficit de energía se finaliza el proceso de encendido de máquinas.

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

En conclusión, basandose en estas reglas, el modelo puede automatizar no sólo el encendido de las máquinas sino también el apagado de las mismas con una hora de anticipación siempre y cuando se trabaje con los valores predichos de la demanda.

Con respecto al encendido de las máquinas del Sistema de Potencia en época de verano, se plantean nuevas reglas para el Sistema Expero, las cuales son:

1. En las primeras horas del día (primeras 6 horas) si la demanda de energía es baja, las centrales trabajan a sus mínimos de capacidad de la siguiente manera:
   1.1. La Central José Antonio Páez tiene en funcionamiento 2 máquinas al 30 % de su capacidad.
   1.2. La Central Juan Antonio Rodríguez con sus 2 máquinas al 100 % de su capacidad nominal.
   1.3. La Central Leonardo Ruiz Pineda trabaja con una de sus máquinas al 80 % y la otra al 60 %.
2. Para las siguientes doce horas del día donde se estima que la demanda aumente, las máquinas trabajan según el siguiente criterio:
   2.1. La Central José Antonio Páez trabaja con 2 máquinas al 30 % de su capacidad.
   2.2. La Central Juan Antonio Rodríguez trabajo con 2 máquinas al 100 % de su capacidad nominal.
   2.3. La Central Leonardo Ruiz Pineda trabaja con sus dos máquinas al 80 % de la capacidad.
3. En las siguientes cuatros horas (horas pico de la demanda de energía) las centrales trabajan según:
   3.1. La Central José Antonio Páez trabaja con 2 máquinas al 30 % de su capacidad.
   3.2. La Central Juan Antonio Rodríguez con 2 máquinas al 100 % de su capacidad nominal.

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

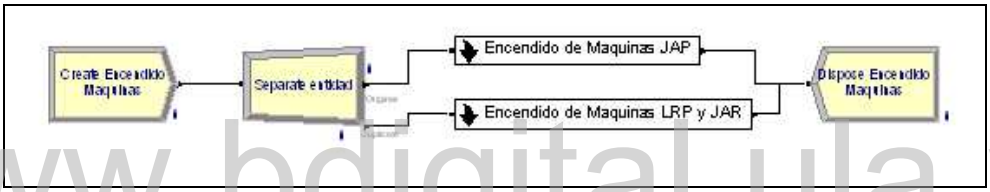
3.3. La Central Leonardo Ruiz Pineda trabaja con dos máquinas al 100 % de su capacidad.

4. En las últimas horas del día, la potencia generada y el porcentaje de uso de las máquinas debe bajar de acuerdo a como baja la demanda, de la siguiente manera:

4.1. La Central José Antonio Páez trabaja con 2 máquinas al 30 % de su capacidad.

4.2. La Central Juan Antonio Rodríguez con 2 máquinas al 100 % de su capacidad nominal.

4.3. La Central Leonardo Ruiz Pineda trabaja con dos máquinas al 80 % de su capacidad.




www.bdigital.ula.ve

Figura 3.17: Submodelo Encendido de Máquinas para Epoca de Verano

Se debe aclarar que aunque el nivel de agua sea muy bajo, siempre debe estar encendida una máquina por central como mínimo para preservar el caudal del río, ya que una vez utilizada el agua es devuelta al mismo, de esta manera se preserva el ecosistema alrededor de la central.

3. **Submodelo Apagado de Máquinas**

Este submodelo consta de dos partes principalmente: Apagado de máquinas por exceso de generación y Apagado de máquinas según el nivel de agua de los embalses.

El primer bloque, Apagado de máquinas por exceso de generación, al igual que el submodelo Encendido de máquinas, consta a su vez de tres submodelos: Apagado Máquinas JAP, Apagado Máquinas JAR y Apagado Máquinas LRP (ver Figura 3.18).

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

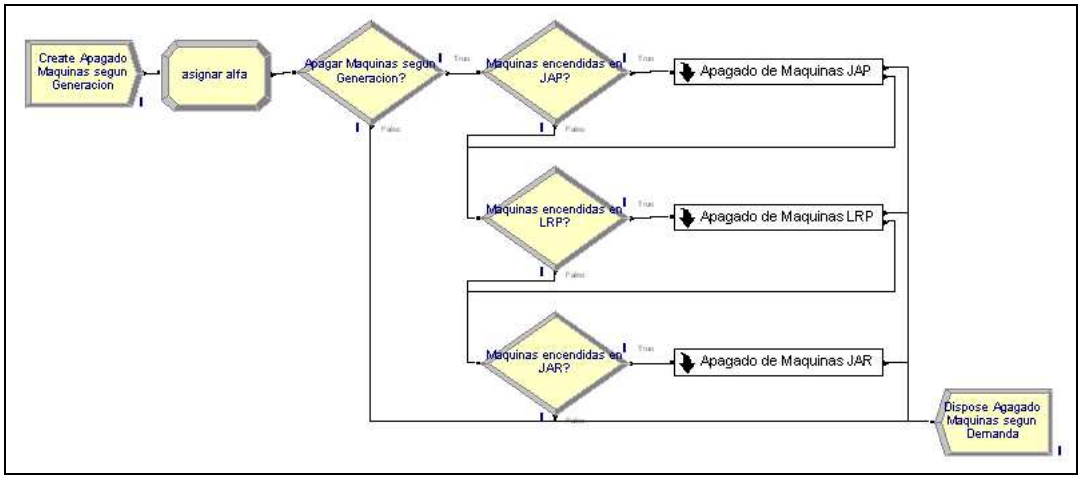



Figura 3.18: Submodelo Apagado de Máquinas: Por exceso de generación

Como se ha mencionado anteriormente, no debe existir sobregeneración en el sistema eléctrico, ya que las máquinas empezarían a girar a una mayor velocidad que la nominal, ocasionando variaciones en la frecuencia, es por ello que se deben apagar las máquinas o bajar los porcentajes de utilización de las mismas, lo que trae consigo también el ahorro del agua.

www.bdigital.ula.ve

Por este motivo el apagado de máquinas por exceso de generación al igual que el encendido de máquinas funciona a partir de un Sistema Experto con 4 reglas:

1. Si la cantidad de carga generada es mayor que la carga demandada se debe apagar una o más máquinas según sea necesario, o simplemente bajar los porcentajes de producción de las mismas, tratando de no generar por debajo de la carga demandada.
2. Se identifica la central con menor potencial hidroeléctrico, debido a que ésta corre mayor riesgo de que su embalse llegue a la cota mínima de producción.
3. Una vez establecida cual central, se verifica el número de máquinas encendidas y los porcentajes las cuales están trabajando.

   3.1. Si el número de máquinas encendidas es mayor que cero, se baja el por-

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

centaje de producción de la central o se apagan las máquinas necesarias a partir de la cantidad de potencia sobregenerada por el sistema y se finaliza el proceso de apagado de máquinas.

3.2. Si el número de máquinas encendidas en esta central es igual a cero se pasa a la siguiente central con menor potencial hidroeléctrico y se repite el proceso de apagado desde la Regla Nº 3.

4. Si no existe sobregeneración en el sistema se finaliza el proceso de apagado de máquinas para esa hora.

Como podemos ver, el apagado de las máquinas por exceso de generación sigue en orden inverso el algoritmo de encendido de máquinas debido, esto es debido a que todo se basa en establecer las prioridades según el potencial hidroeléctrico de los embalses.

El segundo bloque descrito equivale al Apagado de máquinas según el nivel de agua (ver Figura 3.19), este consiste en apagar todas las máquinas de la central si se detecta que el nivel de agua del embalse disminuye hasta llegar a la cota mínima (ver Tabla 3.2), de manera tal que se puede conservar el nivel del embalse y así recuperar un nivel óptimo de forma que se asegure la generación de electricidad en tiempos futuros.

www.bdigital.ula.ve

Los operadores de las centrales deben evitar llegar al caso en que se deba parar la central hidroeléctrica en su totalidad si el nivel de agua del embalse llegara a niveles críticos, ya que esto traería consecuencias irremediables tanto ecológicas como económicas, entre ellas, se haría necesario una mayor compra de potencia a otras empresas eléctricas nacionales.

A partir de esto, los operadores de las centrales deciden realizar paradas de las turbomáquinas según una planificación estrátegica, (especialmente en época de verano), de manera tal que se cierre el paso de agua por las turbinas y se racione el consumo de agua, cortando el suministro eléctrico a ciertas regiones.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

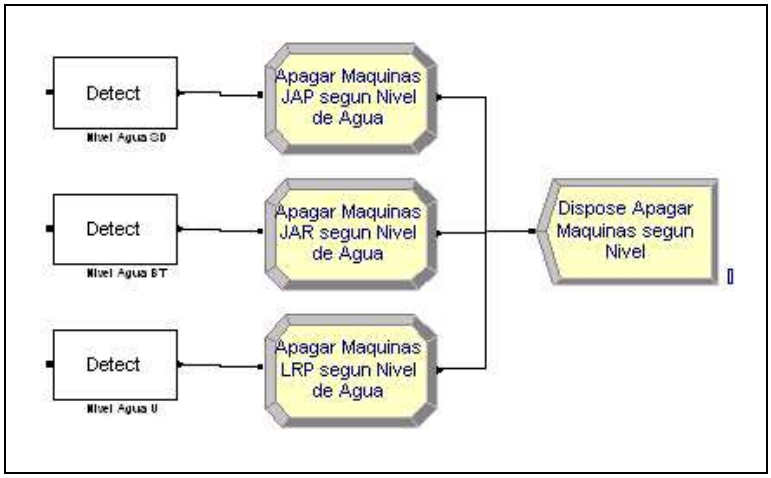



Figura 3.19: Submodelo Apagado de Máquinas: Según el nivel de agua

4. **Submodelo Gráficos General**

   En este submodelo simplemente se muestra graficamente el comportamiento de las tres centrales durante el periodo de simulación, mostrando todos los parámetros o variables importantes que se presentar al momento de la generación (ver Figura 3.1).

www.bdigital.ula.ve

5. **Submodelo Exportar e Importar**

   En este submodelo se controlan la potencia que se debe exportar y la se debe importar, según sea el caso, por la empresa eléctrica dueña de las centrales, es decir, si fuese el caso de que las centrales están generando MW por encima de lo demandado, estos pueden ser exportados y vendidos a otras compañias filiales de CADAFE y transportados por las líneas de transmición del Sistema Interconectado Nacional (SIN), esto se hace debido a que la energía no se puede almacenar, así que toda la carga generada debe ser utilizada.

   Si por el contrario existe un déficit de carga en el sistema eléctrico para fatisfacer la demanda occidental (por lo general esto ocurre entre las 18:00 y 23:00 horas del día), se hace necesario importar la cantidad de carga (MW) faltantes desde otras regiones del país.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

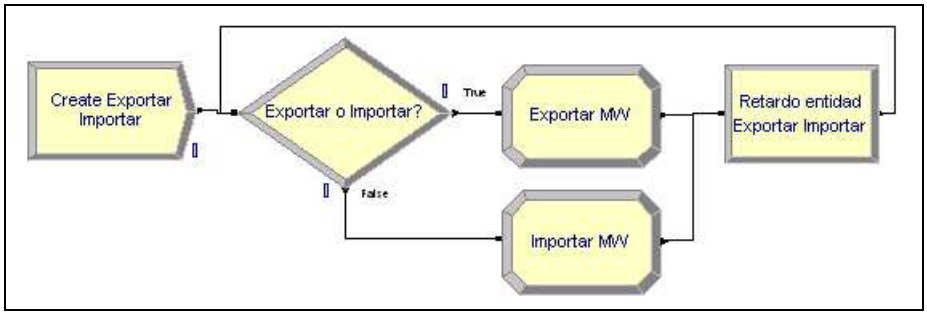



Figura 3.20: Submodelo Exportar e Importar

| Empresa Proveedora | Energía Comprada (MW-H) | Costo Total (Miles de Bs.) |
|---|---|---|
| EDELCA | 27.069.180 | 523.336.080 |
| ENELVEN | 24.740 | 692.780 |
| ENELCO | 61.320 | 1.876.650 |
| GENEVAPCA | 620.760 | 23.517.790 |

Tabla 3.3: Compras de Energía CADAFE por cantidad y costo. Año 2.004

6. **Submodelo Registros**

www.bdigital.ula.ve

En este submodelo se realiza basicamente el registro de las variables continuas en archivos, de manera tal de obtener un respaldo externo del comportamiento de las centrales durante la simulación.

Como podemos ver en la Figura 3.21, el bloque de módulos en la zona sombreada de color verde, registra las variables continuas cada 5 minutos durante la simulación como los son:

- Nivel de agua de los embalses (m.s.n.m.)
- Cuadal de Agua Aliviada ($m^3/seg$)

El bloque de módulo en la zona sombreada de color azul hace el registro cada hora para las variables:

- Caudal de Agua Turbinada ($m^3/seg$)
- Potencia Generada por Central y en total (MW-H)

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

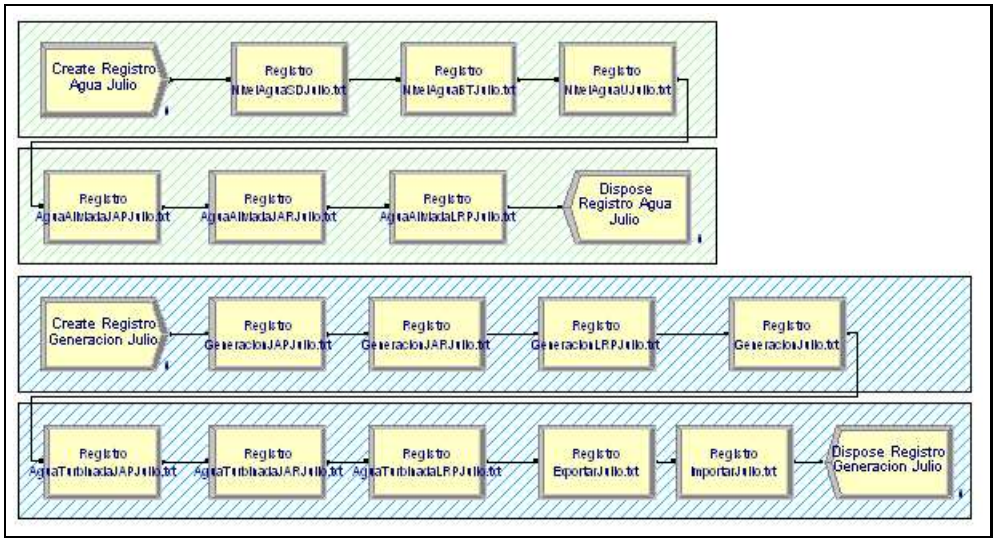



Figura 3.21: Submodelo Registros

- Potencia a Exportar (MW-H)
- Potencia a Importar (MW-H)

7. **Submodelo Energía Potencial**

www.bdigital.ula.ve

Uno de los parámetros estimados en una central hidroeléctrica, es la energía potencial almacenada en su embalse, ya que por medio de éste se puede conocer la cantidad de energía hidroeléctrica con que se cuenta en ese momento en la central.

De esta manera tenemos que la energía potencial almacenada está directamente relacionada con el volumen útil del embalse y el nivel de agua del mismo, como podemos ver en la siguiente ecuación según [23]:

$$EP = \frac{Volumen\ Util * g * \alpha * (Nagua - Ncm)}{3600} \tag{3.1}$$

Donde:

EP = Energía Potencial disponible en el embalse

$\alpha$ = Constante del Sistema (0.85)

g = Constante de gravedad

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Nagua = Nivel de agua del Embalse

Ncm = Nivel de la casa de máquinas

En la simulación este cálculo se realiza cada día, para así conocer la energía potencial diariamente en el embalse.

8. **Submodelos Central JAP, Central JAR y Central LRP**

   En estos submodelos se registran las variable propias de cada Central (ver Figura 3.22), como lo son: Aporte de Agua de los ríos, Consumo de Agua por día, Porcentaje de Utilización de las centrales y la capacidad de generación de las máquinas.

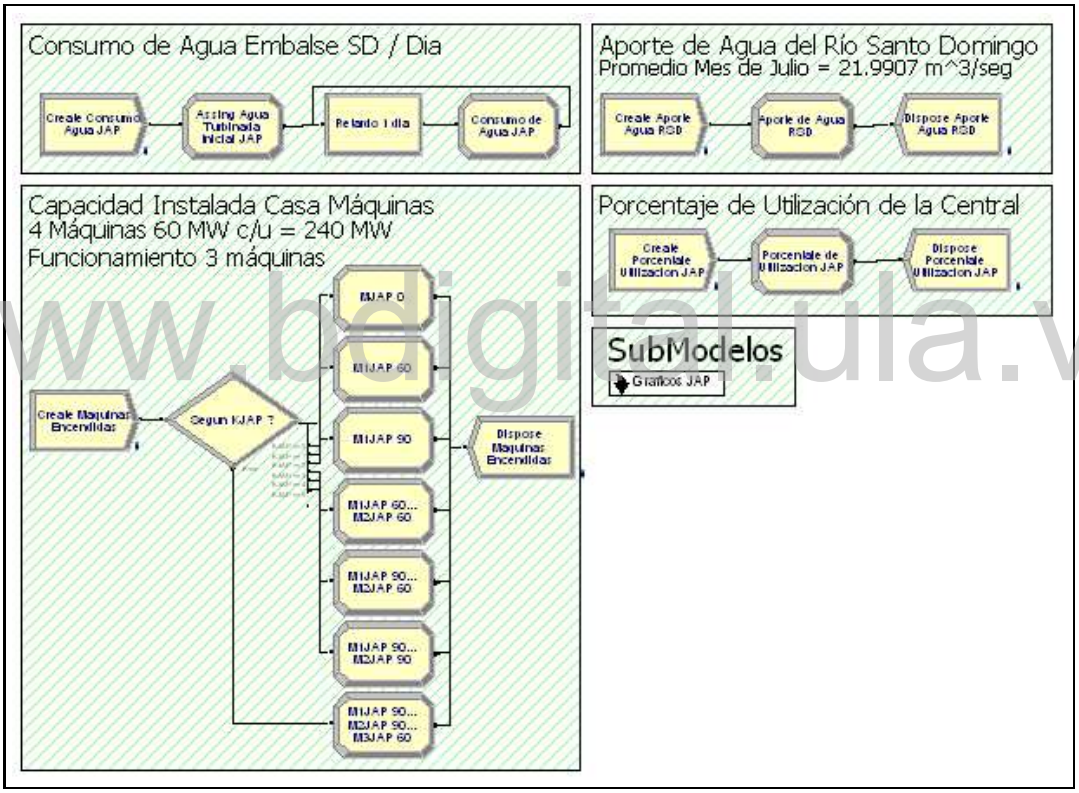


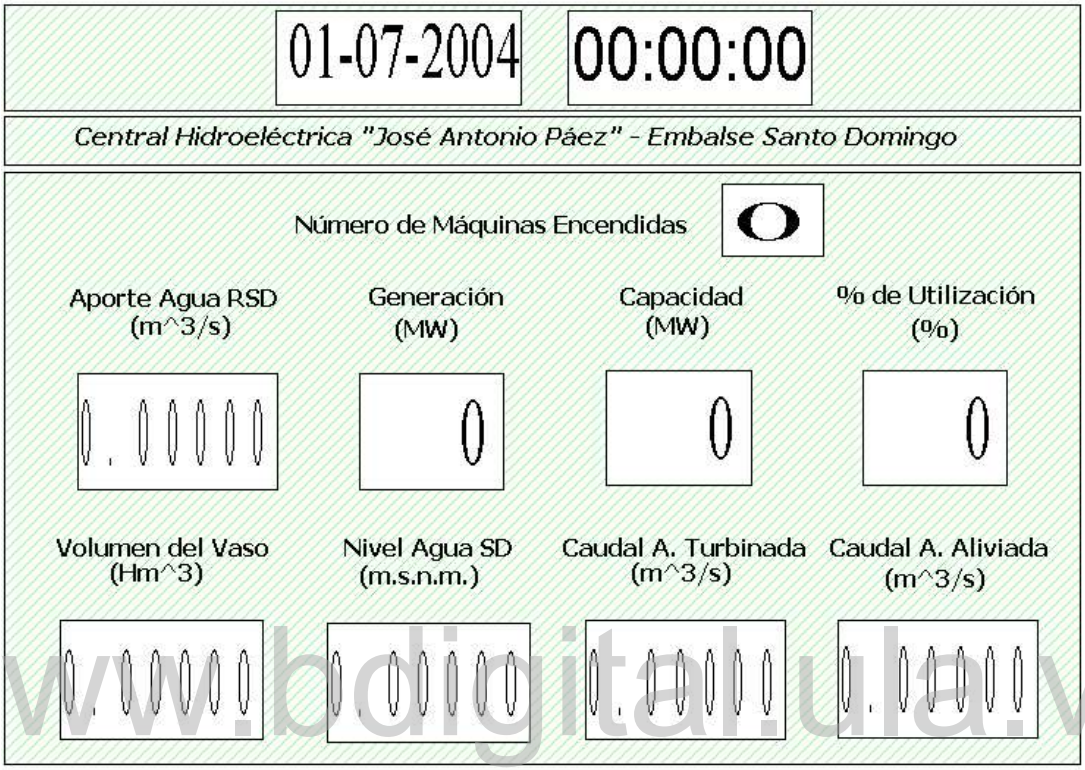

Figura 3.22: Submodelo Central JAP

Estos submodelos poseen otros submodelos que muestran de manera gráfica el comportamiento de cada una de las centrales de forma separada (ver Figura 3.23).

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Es importante notar que los submodelos de las tres centrales son similares en cuanto aspecto físico y de gráficos, es por ello que sólo mostramos el submodelo de la Central José Antonio Páez.




www.bdigital.ula.ve

Figura 3.23: Submodelo Gráficos JAP

### 3.3.3. Descripción del Modelo en código *Visual Basic (VB)*

En todos los modelos continuos, el cambio de los valores de las variables y las interacciones entre las mismas se basa directamente en los cambios del tiempo, ya que para poder representar los sistemas dinámicos se hace necesario aplicar constantemente ecuaciones considerando el tiempo.

En tal sentido el manejo de las ecuaciones diferenciales para estas variables continuas se

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

realiza a través de *Visual Basic 6* y la asignación de las variables discretas en la simulación se realiza a través de ARENA. Esta interacción permite la creación de una simulación híbrida, es decir continua-discreta.

A continuación se describen las variables continuas del sistema y que son modeladas en VB:

- **Nivel de Agua del Embalse**

  Este parámetro es de tipo continuo y según el Modelo Breach basado en la Ley de Conservación de masa explicado en [18], la variación del nivel de agua de un embalse se puede expresar según la ecuación (3.2).

$$Sa * \frac{dH}{dt} = \overline{Q}_{in} - \left(\overline{Q}_b + \overline{Q}_{sp} + \overline{Q}_o\right) \tag{3.2}$$

  Donde:

  $\overline{Q}_{in}$ = Promedio del caudal de entrada

  $\overline{Q}_{sp}$ = Promedio del caudal de descarga vertedero

  $\overline{Q}_o$ = Promedio del caudal de descarga sobre la presa

  $\overline{Q}_b$ = Promedio del caudal de la brecha

  dH = Cambio en el nivel de la superficie del agua $\Delta t$

  Sa = Area superficial del embalse en el nivel H

  A partir de la ecuación (3.2) se realizaron algunas simplificaciones para uso en el modelo, obteniendo así la ecuacíón diferencial (3.3), en la cual el nivel de agua esta dado, básicamente, en función del caudal entrante al embalse (aporte de agua del río), los caudales de agua de salida de la misma (caudal aliviado y caudal consumido) y el área superficial del embalse.

$$\frac{dNivel}{dt} = \frac{AAR - CAT - CAA}{Area\ Superficial} \tag{3.3}$$

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Donde:

AAP= Aporte de agua del río ($m^3/seg$)

CAT = Caudal de agua turbinado ($m^3/seg$)

CAA = Caudal de agua aliviada ($m^3/seg$)

Estos valores son suficientes para conocer la cota del embalse, así como para poder determinar en cualquier instante el nivel en que se encuentra el mismo partiendo de una cota inicial.

Esta ecuación no considera la cantidad de agua filtrada, evaporada, y las precipitaciones que se presenten directamente en el embalse, esto se hace debido a que se asume que estas cantidades se contrarestan y no producen mayores cambios en el nivel del agua y en los cálculos realizados por el modelo.

El área superficial del agua represada en el embalse se determinada en todo instante interpolando la curva que describe el volumen util de agua del embalse cuando cambia dinámicamente el nivel debido al caudal que es turbinado, según se desarrolla en el trabajo del ingeniero Carlos González [23] y se calcula por medio de la ecuación 3.4.

www.bdigital.ula.ve

$$Area = \frac{Volumen\ (m^3)}{Nivel\ de\ Agua\ (metros)} \tag{3.4}$$

- **Caudal de Agua Aliviada**

Los cálculos del caudal de agua aliviada de las presas se realizan de manera continua, estos se hacen según las ecuaciones descritas en el Capítulo 2, una vez que el nivel de agua del embalse lleva a la cota máxima de capacidad y al hacerlo ésta fluye libremente ya que no posee compuertas.

A partir de la ecuación del cálculo del caudal de agua aliviada descrita en el Capítulo 2, el caudal de agua aliviada para cada una de las centrales es:

Embalse Santo Domingo:

$$\frac{dCAA}{dt} = \frac{3200}{489,79} * 48,979 * (H - 1598)$$

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Embalse Boconó-Tucupido:

$$\frac{dCAA}{dt} = \frac{990}{151,53} * 15,153 * (H - 267,5)$$

Embalse Uribante:

$$\frac{dCAA}{dt} = \frac{940}{143,87} * 14,387 * (H - 1098)$$

CAA = Caudal de Agua Aliviada ($m^3/seg$)
H = Nivel de agua del embalse (metros)

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

# Capítulo 4

# Simulación del Sistema

En este capítulo se mostrarán los resultados obtenidos de la simulación del sistema y se describirán los escenarios definidos para realizar los experimentos así como el análisis de los resultados derivados de ellos y propuestos para la toma de decisiones.

www.bdigital.ula.ve

## 4.1. Simulación del Modelo

Por definición, un modelo válido es aquel que proporciona una representación adecuada de los aspectos de la realidad relevantes para el analista o, tomando la proposición de Minsky, es un modelo capaz de proporcionar respuestas válidas a las preguntas que el analista se formula sobre el sistema. Esto se refiere a determinar si el modelo conceptual es una representación adecuada del sistema que se estudia, es decir, demostrar si nuestro conocimiento del sistema se ha traducido en un modelo que reproduce correctamente el comportamiento del sistema en los aspectos relavantes para los objetivos del estudio [17].

Se simuló el modelo tanto para un período genérico de lluvia como para de verano, sin incluir la ocurrencia de fallas en el sistema de potencia demandada de las turbinas en ningu-



Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

na de las tres centrales, para así estudiar de una manera más precisa el comportamiento del sistema y sus variables.

Se ejecutaron 30 réplicas del modelo para la época de verano y 30 réplicas del modelo para la época de lluvias con los datos analizados en el Capítulo 3, simulando el comportamiento del sistema por un tiempo de simulación de 604.800 segundos equivalentes a 1 semana en un horario de 24 horas diarias.

Variables a estudiar:

| **Variables Continuas** | **Variables Discretas** |
|---|---|
| • Nivel de Agua de los Embalses | • Potencia Pronosticada |
| • Caudal de Agua Aliviada | • Potencia Generada por Central |
| • Caudal de Agua Turbinada | • Potencia a Importar y Exportar |

www.bdigital.ula.ve

## 4.2. Identificación de los Escenarios de Simulación

El modelo de simulación de las tres centrales está creado para estudiar el comportamiento de las mismas tanto para la época de lluvia como de verano, por lo tanto se procedió a plantear en el sistema cinco escenarios diferentes para estudiar el comportamiento de las variables involucradas y las posibles consecuencias que se puedan presentar.

### 4.2.1. Escenario 1: Epoca de lluvias normal

Por lo general, en esta época las centrales funcionan al 100 % de su capacidad nominal gracias al abundante aporte hídrico de los ríos a los embalses, a partir de esto se corrió la simulación para el período de lluvias con las condiciones iniciales del mes de Julio, el cual

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

es un mes intermedio en ésta estación, por lo que se inicializó el modelo con datos propios del mismo representados en la Tabla 4.1.

| **Central Hidroeléctrica** | **Cota Nivel de Agua (m.s.n.m.)** | **Caudal Aporte de Agua** $(m^3/seg)$ |
|---|---|---|
| JAP | 1.586,08 | 21,9907 |
| JAR | 257,75 | 127,3148 |
| LRP | 1.089,99 | 57,8704 |

Tabla 4.1: Condiciones Iniciales. Escenario 1

Las variables a estudiar para este escenario son:

- Nivel de Agua de los Embalses
- Caudal de Agua Aliviada
- Caudal de Agua Turbinada
- Potencia Demandada
- Potencia Generada por Central
- Potencia a Importar y Exportar

www.bdigital.ula.ve

### 4.2.2. Escenario 2: Epoca de verano normal

Para este escenario se quizo estudiar el comportamiento de las centrales en un período de verano normal, ya que en estos meses la operatividad de las centrales en estudio funciona de manera especial, según la información aportada por los operadores del Despacho de Carga de CADAFE, debido a que el aporte hídrico de los ríos a los embalses disminuye considerablemente, lo que significa que las salas de mando de las centrales deben planificar el proceso de generación de las mismas para preservar el nivel de agua de los embalses.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Para simular el comportamiento especial en estos meses en el modelo, se tomaron los datos iniciales del mes de Enero (ver Tabla 4.2), el cual se encuentra en pleno verano y el aporte hidríco disminuye considerablemente en comparación con los meses de lluvia.

| **Central Hidroeléctrica** | **Cota Nivel de Agua (m.s.n.m.)** | **Caudal Aporte de Agua** ($m^3/seg$) |
|---|---|---|
| JAP | 1.592,62 | 5,2083 |
| JAR | 259,17 | 34,7222 |
| LRP | 1.096,22 | 20,8333 |

Tabla 4.2: Condiciones Iniciales. Escenario 2

En la Tabla 4.2 podemos ver que el nivel de agua de los embalses se encuentra más elevado que en el mes de lluvia, esto es debido a que se viene de un período de lluvia y los embalses represaron una gran cantidad de agua, pero sin llegar a los niveles máximos de capacidad de los mismos.

Para éste escenario las variables a estudiar son las siguientes:

www.bdigital.ula.ve

- Nivel de Agua de los Embalses
- Caudal de Agua Aliviada
- Caudal de Agua Turbinada
- Potencia Demandada
- Potencia Generada por Central
- Potencia a Importar y Exportar

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

### 4.2.3. Escenario 3: Epoca de sequía extrema con niveles de agua adecuados

Es de gran importancia para las salas de mando de las centrales hidroeléctricas como para el Departamento de Generación de CADAFE una buena planificación del consumo de agua de los embalses para minimizar los problemas de generación y las fallas en el despacho de electricidad hasta los consumidores en ciertas épocas del año donde por efectos del clima, las condiciones físicas de las represas no son aptas para la generación de energía eléctrica.

En tal sentido, ¿Qué pasa con los embalses cuando existe un período de sequía extrema? ¿Cuánto serán capaces de generar estas centrales sin llegar a niveles críticos?, para intentar responder estas interrogantes, en este escenario se desea simular el comportamiento del sistema en un período de sequía donde el cuadal de agua de aporte del río disminuye en un 25 % y el nivel de agua de los embalses se disminuye en un 0,25 % en su cota inicial para el modelo en época de sequía. Ver Tabla 4.3.

www.bdigital.ula.ve

| **Central** | **Nivel de Agua (m.s.n.m.)** | **Aporte de Agua ($m^3/seg$)** |
|---|---|---|
| José A. Páez | 1.588,6385 | 3,9062 |
| Juan A. Rodríguez | 258,5221 | 26,0417 |
| Leonardo R. Pineda | 1.093,4795 | 15,6250 |

Tabla 4.3: Condiciones Iniciales. Escenario 3

Por otra parte se desea estudiar la cantidad de MW-H que se deben importar para cubrir la demanda, en tal sentido las variables a estudiar son:

- Nivel de Agua de los Embalses
- Potencia generada por las centrales
- Potencia a Importar

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

### 4.2.4. Escenario 4: Epoca de sequía con niveles de agua bajos

Según los datos reales obtenidos, generalmente cuando el nivel de agua de los embalses se encuentra cerca de las cotas minimas establecidas, es debido a que se encuentran en un período de sequía, sin embargo es posible que el nivel del agua se pueda recuperar de dos maneras; una de ellas es de manera natural, es decir, si se aproxima la época de lluvia se generan pocos MW-H y se espera a que el caudal de agua que llegue al embalse sea lo suficientemente abundante para recuperar el nivel de agua, la otra manera sería apagando las máquinas y cerrar el paso de agua a la turbinas hasta tener un nivel óptimo en el embalse, lo cual es poco probable que ocurra en la realidad debido a que siempre debe estar encendida como mínimo una turbina y por lo tanto existirá un consumo de agua.

Ahora bien, debido a los cambios climáticos que se han presentado en el mundo se hace necesario el estudio del proceso de generación de las 3 centrales durante un año seco, a partir de esto, en este escenario se desea estudiar el comportamiento del sistema de generación de las 3 centrales en un largo período de sequía cuando la cota inicial ha sido disminuida en un 1 % del valor real. Ver Tabla 4.4.

www.bdigital.ula.ve

| **Central** | **Nivel de Agua (m.s.n.m.)** | **Aporte de Agua** $(m^3/seg)$ |
|---|---|---|
| José A. Páez | 1.576,6938 | 5,2083 |
| Juan A. Rodríguez | 256,5783 | 34,7222 |
| Leonardo R. Pineda | 1.085,2578 | 20,8333 |

Tabla 4.4: Condiciones Iniciales. Escenario 4

Para este escenario las variables a estudiar son:

- Nivel de Agua de los Embalses
- Potencia Generada

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

### 4.2.5. Escenario 5: Aumento de la capacidad instalada de la Central Juan Antonio Rodríguez

Como sabemos el déficit de energía no es sólo por problemas climáticos sino también a la poca capacidad instalada de la centrales. Con este escenario se pretende estudiar la curva de generación de las 3 centrales si se cambiaran las unidades de generación existentes de 40 MW de la Central Juan Antonio Rodríguez por 2 turbinas tipo PELTON de 150 MW cada una, para un total de 300 MW de capacidad nominal, lo que significa un incremento de 220 MW al sistema de generación conformado por las 3 centrales.

Para este escenario se corrieron 30 replicas con las condiciones iniciales y caracteristicas de un período de lluvia, siendo las variables a estudiar:

- Nivel de Agua de los Embalses
- Potencia Generada por las Centrales

www.bdigital.ula.ve

## 4.3. Resultados obtenidos de los Escenarios

Se simuló el modelo para los cinco escenarios, generando un reporte para cada uno de ellos, de los cuales se extrajo la información necesaria que se desea estudiar, dichos resultados se presentan a continuación:

### 4.3.1. Escenario 1: Epoca de lluvias normal

Para la simulación del modelo en época de lluvia se simuló por un período de una semana, donde se estudiaron los variables mencionadas anteriormente segundo a segundo,

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

obteniendo así los siguientes resultados.

1. **Nivel de Agua de los Embalses**

| Central | Promedio (m.s.n.m.) | Varianza | Promedio Mínimo | Promedio Máximo | Valor Mínimo | Valor Máximo |
|---|---|---|---|---|---|---|
| JAP | 1596,339 | 0,017 | 1.595,980 | 1.596,490 | 1.586,080 | 1.598,040 |
| JAR | 259,893 | 0,033 | 259,860 | 260,860 | 257,750 | 261,780 |
| LRP | 1.087,617 | 0,144 | 1.087,450 | 1.088,450 | 1.084,640 | 1.089,990 |

Tabla 4.5: Estadísticas del Nivel de Agua de los Embalses. Escenario 1

- **Embalse Santo Domingo**

  Como podemos observar en la Tabla 4.5, este embalse tuvo una cota promedio de 1.596,339 m.s.n.m. lo que representa el 99,87 % de su capacidad total y una varianza de 0,017, así el Embalse tuvo una cota de 1.596,339 ± 0,017 m.s.n.m. en las 30 replicas realizadas en ARENA, registrando un valor mínimo de 1.586,08 metros sobre el nivel del mar (cota inicial del embalse en la simulación) y alcanzando un valor máximo de 1.598,04 metros, la cual sobrepasa el nivel máximo de capacidad de la presa (1.598 m.s.n.m.), lo que hace necesario que se descargue agua por los aliviaderos de la misma y así evitar daños a la estructura.

www.bdigital.ula.ve

| Embalse | Promedio | Límite Inferior | Límite Superior |
|---|---|---|---|
| **Santo Domingo** | 1.596,339 | 1.596,293 | 1.596,385 |
| **Boconó-Tucupido** | 259,890 | 259,828 | 259,959 |
| **Uribante** | 1.087,617 | 1.087,481 | 1.087,752 |

Tabla 4.6: Intervalo de Confianza del Nivel de Agua de los Embalse. Escenario 1

En la Tabla 4.6 se observa el Intervalo de Confianza para el nivel de agua del Embalse Santo Domingo, el cual dice que con un 95 % de confianza y siempre y cuando se utilicen los criterios de generación creados para el sistema, en

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

promedio la cota del nivel de agua de este embalse estará entre 1.596,293 y 1596,385 m.s.n.m. durante una semana típica en época de lluvia.

Dado que la Central José Antonio Páez es una central de carga punta las reglas establecidas para el sistema experto del uso de las turbomáquinas de la misma, permitió que ésta sólo trabajara hasta un 60 % de su capacidad nominal en las horas pico donde la demanda alcanzaba sus valores máximos, es por ello que se logró recuperar el nivel de agua del embalse al tercer día de funcionamiento, en un promedio de 11,96 metros (ver Figura 4.1), esto quiere decir que el nivel de agua del embalse subió a razón de $3,548x10^{-3}$ metros por segundo aproximadamente.

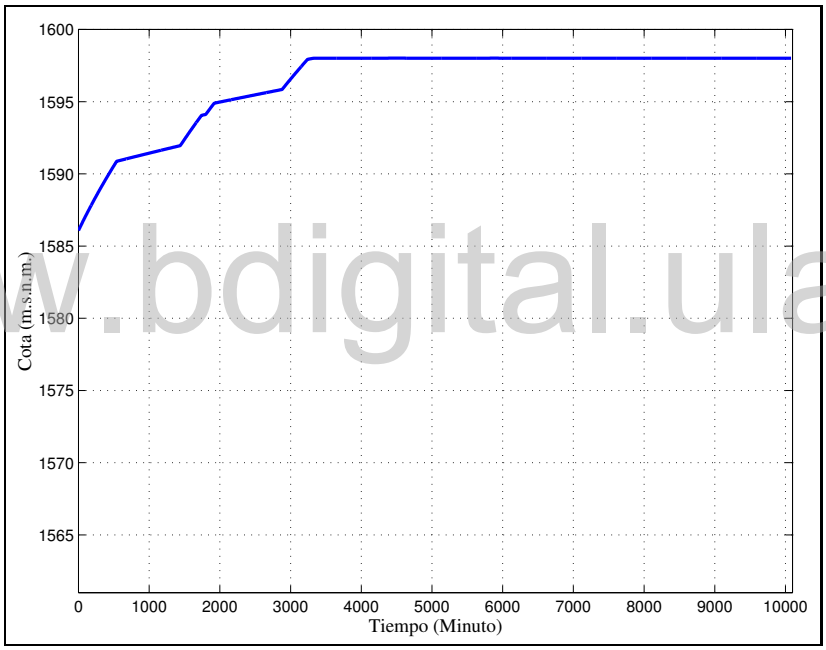



Figura 4.1: Nivel de Agua del Embalse Santo Domingo. Escenario 1

www.bdigital.ula.ve

Según los resultados obtenidos, esta central no debe generar por encima del 60 % de su capacidad nominal[1] si se desea recuperar el nivel de agua y la manera de lograr esto es que el caudal de agua turbinada no sobrepase el caudal de aporte del río al embalse.

[1] Es decir, 2 máquinas funcionando al 90 % y una máquina al 60 % de capacidad

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Para esta central la cota de agua inicial establecida en este mes era relativamente bajo, ya que se venía de una estación de verano, por lo tanto se quería recuperar el nivel de agua en esta estación de lluvias y así tener un nivel óptimo al entrar nuevamente a la estación de verano.

Sin embargo, si se presentará alguna emergencia donde se hace necesario la generación de carga además de la planificada, la misma tiene suficiente energía potencial almacenada en su embalse para generar al 67,5 % de su capacidad nominal[2] y hasta más.

Por otra parte, se debe aclarar que si la central genera a más del 80 % de su capacidad nominal durante un largo período de tiempo, se corre el riesgo de que la cota del Embalse Santo Domingo llegue a niveles críticos.

Si se deseara hacer la planificación del proceso de generación de energía para este período durante un tiempo más largo que el actual y con la mismas políticas de encendido y apagado, el nivel de agua del Embalse Santo Domingo llegaría a su cota máxima de igual manera al tercer día aproximadamente y a partir de ese momento se mantendría en esa cota ya que el exceso de agua se seguiría aliviando como ocurrió en la simulación por una semana.

www.bdigital.ula.ve

- **Embalse Boconó-Tucupido**

  En la Tabla 4.5 se puede ver que este embalse presentó una cota promedio de 259,893 m.s.n.m. lo que equivale al 97,15 % de capacidad del embalse y una varianza de 0,033, registrando un valor mínimo de 257,750 metros, la cual es la cota inicial establecida al inicio de la simulación y alcanza un valor máximo de 261,78 metros sobre el nivel del mar.

  De igual manera que en el caso anterior el intervalo de confianza para este embalse se puede observar en la Tabla 4.6. Por lo tanto, con una confianza del 95 %, en promedio la cota del nivel de agua del Embalse Boconó-Tucupido estará entre 259,828 y 259,959 m.s.n.m. durante una semana típica de lluvia.

[2] Es decir, estarían en funcionamiento 3 turbomáquinas al 90 % de capacidad cada una

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Podemos observar en la Figura 4.2 que el comportamiento del nivel de agua de este embalse tiende a subir lentamente, esto es debido a que el caudal de entrada al embalse es mayor en épocas de lluvia al caudal de agua que es turbinado.

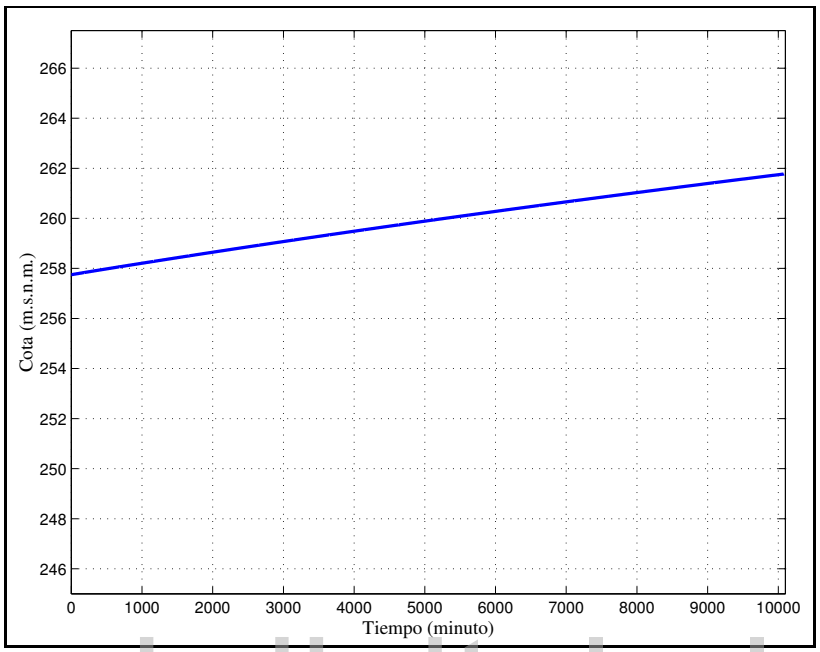



Figura 4.2: Nivel de Agua del Embalse Boconó-Tucupido. Escenario 1

www.bdigital.ula.ve

Según las estadísticas generadas, en promedio la cota del embalse aumentaba a razón de $3,998x10^{-4}$ metros por segundo, menor que la del Embalse Santo Domingo, es por ello que la presa no descarga agua por los aliviaderos al no llegar a su cota máxima de capacidad.

Por otra parte, esta central aporta al sistema eléctrico toda su capacidad disponible (80 MW) durante las 24 horas del día aproximadamente, ya que su embalse posee el mayor potencial hidroeléctrico embalsado del sistema, es por ello que el embalse tarda más en recuperar un nivel óptimo si la misma produce en promedio 1.920 MW-H por día.

Recordemos que el objetivo principal de una central hidroeléctrica es generar energía eléctrica minimizando los costos y manteniendo el nivel de agua del embalse en cotas considerablemente óptimas.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

De igual manera que en la central anterior, si se siguiera esta política de encendido y apagado de las turbomáquinas para un mes de simulación o más, el Embalse Boconó-Tucupido lograría llegar a la cota máxima (267,5 ms.m.m.) en la segunda semana de simulación, haciendo que se descargue un caudal de agua relativamente pequeño por los aliviaderos.

Por otra parte, se desea tener una cota lo suficientemente alta para cuando entre la estación de vernao y la demanda aumente y el caudal del aporte de agua de los Ríos Boconó y Tucupido disminuyan por efectos del clima.

- **Embalse Uribante**

  Con respecto al comportamiento del nivel de agua de este embalse, debemos mencionar principalemente que esta central operó durante toda el tiempo de simulación al 100 % de su capacidad nominal, esto es debido a que es la central con mayor potencia nominal instalada en el sistema de generación bajo estudio, unido a esto posee un alto potencial hidroeléctrico embalsado, el cual se desea explotar al máximo.

www.bdigital.ula.ve

  Según las estadísticas arrojadas, en promedio este embalse mantuvo una cota de 1.087,617 m.s.n.m., es decir se mantiene en un 99,05 % de su capacidad y presentó una varianza de 0,144, con un valor mínimo registrado en las replicas de 1.084,64 metros y un valor máximo de 1.089,99 metros, el cual es la cota inicial con que se inició la semana de prueba, esto quiere decir que en todas las replicas realizadas el comportamiento del nivel de agua de este embalse seguía la misma tendencia, es decir, tendía a bajar.

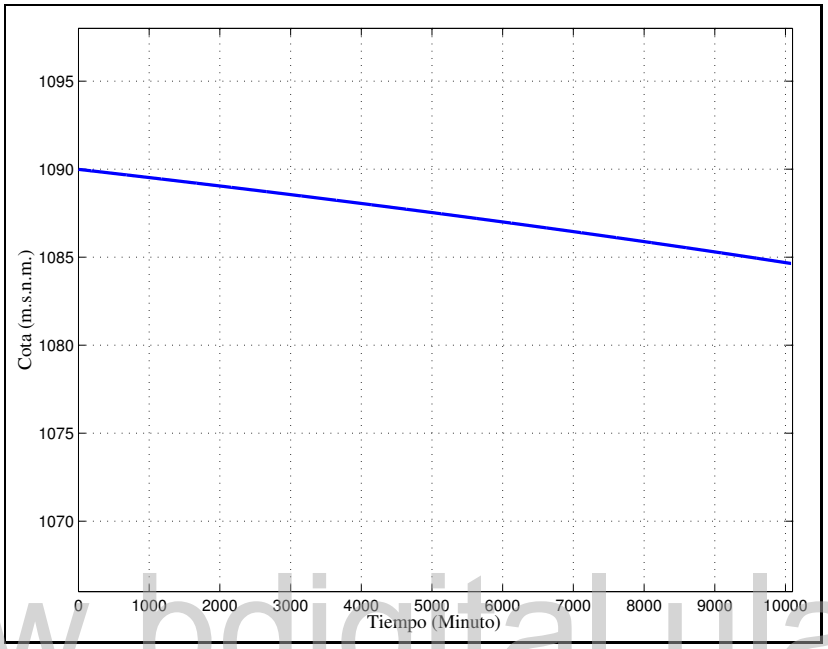
  Como se puede notar, de los tres embalses ésta es la que posee mayor varianza, esto es debido a que los promedios de las cotas varían entre 1.087,45 y 1.088,45 m.s.n.m., es decir, se habla de casi 1 metro de diferencia, lo que representa una gran cantidad de agua en un embalse, es por ello que la varianza calculada es tan grande.

  Además, con un 95 % de confianza, se puede afirmar que la cota estará entre

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

1.087,481 y 1.087,752 m.s.n.m. durante una semana de funcionamiento.

En la Figura 4.3 se observa que el nivel de agua bajó aproximadamente 5,35 metros durante la semana de funcionamiento, a razón de $5,307x10^{-4}$ metros por segundo.




www.bdigital.ula.ve

Figura 4.3: Nivel de Agua del Embalse Uribante. Escenario 1

Si se corriera la simulación durante todo el mes de lluvia, el nivel del embalse bajaría aproximadamente 21,4 metros acercandose a la cota mínima establecida para esta central (1.066 m.s.n.m.).

2. **Caudal de Agua Aliviado**

El único embalse que alivia un caudal de agua en este escenario es el de Santo Domingo (ver Tabla 4.7) como se mencionó anteriormente, el cual alivia agua a partir del segundo día y medio aproximadamente de funcionamiento, con un caudal promedio de 1,134 $m^3/seg$ y una varianza de 0,264.

Este caudal alcanza un valor máximo en una de las corridas de 11,494 $m^3/seg$ el cual está muy alejado del promedio, pero por lo general el máximo valor registrado en

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

el resto de las replicas es aproximadamente de 6,5 $m^3/seg$ como podemos ver en la Figura 4.4.

| Central | Promedio ($m^3/seg$) | Varianza | Promedio Mínimo | Promedio Máximo | Valor Mínimo | Valor Máximo |
|---|---|---|---|---|---|---|
| JAP | 1,134 | 0,264 | 0,414 | 2,457 | 0 | 11,494 |
| JAR | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| LRP | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabla 4.7: Estadísticas del Caudal de Agua Aliviada. Escenario 1

El valor mínimo del caudal de agua aliviado registrado en las estadísticas (0 $m^3/seg$), se conoce de antemano ya que en los primeros 2 días de la simulación la cota del nivel de agua del Embalse Santo Domingo está subiendo hasta llegar al nivel máximo de capacidad de la presa, y a partir de esa cota es aliviada el agua excedente por los aliviaderos libres de la misma.

En la Figura 4.4 se observa que la curva del caudal de agua aliviada es escalonada con saltos bastante amplios de hasta 5 $m^3$ de un minuto a otro, esto es posible debido a que cuando la demanda de energía baja, las turbinas de esta central o son apagadas o disminuye su producción, de esta manera ya no es consumida el mismo caudal de agua, por lo que el embalse vuelve tener un exceso de agua y se alivia nuevamente. De igual manera ocurre con los saltos de forma negativa que también se presentan en la curva, pero en este caso el caudal que era aliviado ahora es pasado por las turbinas para ser devuelta al río.

www.bdigital.ula.ve

También se observa que a partir del cuarto día aproximadamente, el caudal de agua aliviado se mantiene en un valor constante hasta el final de la simulación, esto es debido a que a partir de ese momento las turbinas generan un mismo potencial y utilizan un consumo de agua constante, y el excedente de agua que entra al embalse por parte del Río Santo Domingo es aliviada.

Con respecto al intervalo de confianza para el caudal de agua aliviada por la presa de ésta central, se tomó el promedio de las 30 replicas de cada uno de los valores por

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

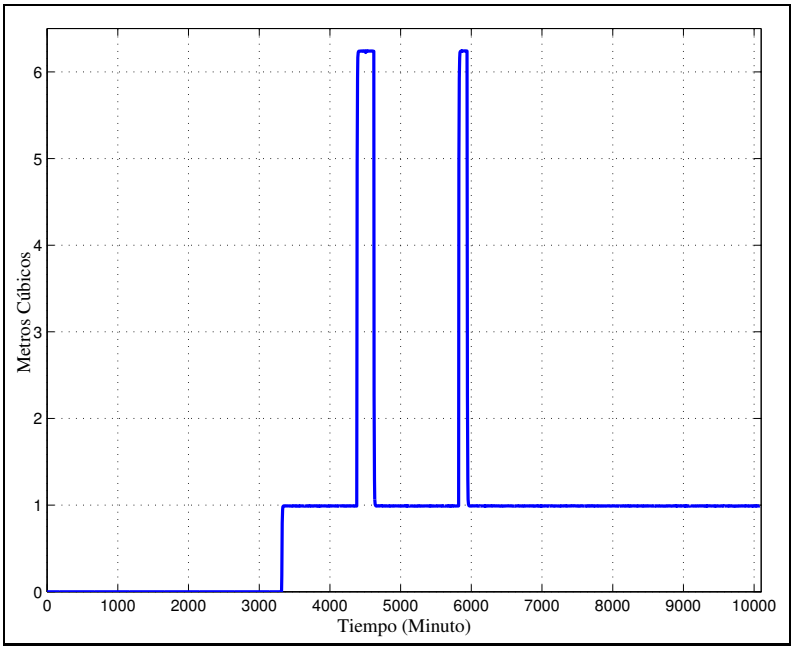



Figura 4.4: Caudal de Agua Aliviada del Embalse Santo Domingo. Escenario 1

minuto registrados por ARENA[3] y a su vez se le tomó un promedio, dando como resultado que con un 95 % de confianza el caudal estará entre 0,668 y 1,600 $m^3/seg$ con un promedio de 1,134 $m^3/seg$, una vez que el nivel de agua ha llegado a la cota máxima de capacidad de la presa.

www.bdigital.ula.ve

3. **Caudal de Agua Turbinada**

   En la Tabla 4.8 se puede observar las estadísticas arrojadas por ARENA del caudal de agua turbinado o consumido por cada central, en las 30 replicas realizadas para la época de lluvia, en él podemos observar los promedios generales y los valores máximos y mínimos que se registraron durante la semana de simulación.

   - **Central José Antonio Páez**

     Como podemos observar en la Tabla 4.8, esta central tuvo un consumo de agua promedio de 19,843 $m^3/seg$, registrando un valor mínimo de 15,75 $m^3/seg$ y

[3] Se tomaron los promedios donde la varianza de la muestra de tamaño 30 era mayor que cero.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

| Central | Promedio ($m^3/seg$) | Varianza | Promedio Mínimo | Promedio Máximo | Valor Mínimo | Valor Máximo |
|---|---|---|---|---|---|---|
| JAP | 19,843 | 0,265 | 18,517 | 20,563 | 15,75 | 21 |
| JAR | 7,310 | 0,009 | 7,057 | 7,469 | 4,56 | 7,6 |
| LRP | 75 | 0 | 75 | 75 | 75 | 75 |

Tabla 4.8: Estadísticas del Caudal de Agua Turbinado. Escenario 1

un máximo de 21 $m^3/seg$ el cual es el caudal máximo de consumo al funcionar la Central al 60 % de su capacidad. Ver Figura 4.5.

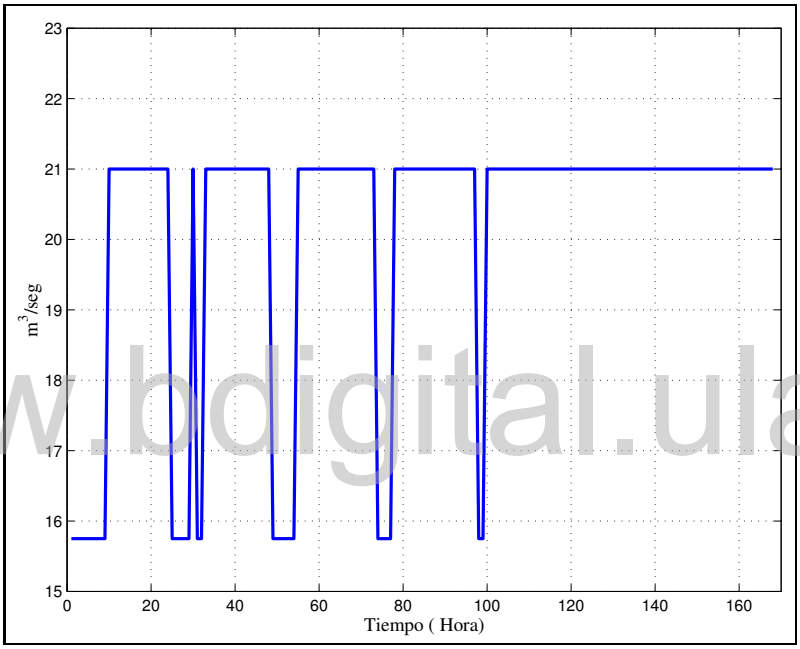



Figura 4.5: Caudal de Agua Turbinada - Central José A. Páez. Escenario 1

En base a estos resultados se puede explicar el por qué la cota del Embalse Santo Domingo sube rápidamente, ya que el promedio de aporte de agua del Río de Santo Domingo es de 21,9907 $m^3/seg$ aproximadamente, el cual es un caudal mayor al caudal que se está turbinando en promedio durante la semana de simulación.

De la Tabla 4.9 se pueden ver los límites superior e inferior del intervalo de confianza del caudal de agua turbinado para las Centrales José Antonio Páez y

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

| Central | Promedio | Límite Inferior | Límite Superior |
|---|---|---|---|
| **JAP** | 19,843 | 19,659 | 20,027 |
| **JAR** | 7,3103 | 7,277 | 7,344 |

Tabla 4.9: Intervalo de Confianza del Caudal de Agua Turbinada. Escenario 1

Juan Antonio Rodríguez para una semana de simulación.

La Central José Antonio Páez tiene un caudal turbinado entre 19,659 y 20,027 $m^3/seg$ con un nivel del 95 % de confianza durante la semana programada.

- **Central Juan Antonio Rodríguez**

  Esta central es la que tiene menor capacidad nominal instalada en su casa de máquinas de las tres centrales en estudio, por lo que es lógico ver que su caudal turbinado sea menor que las otras dos, incluso que la Central José Antonio Páez la cual no funciona en su totalidad.

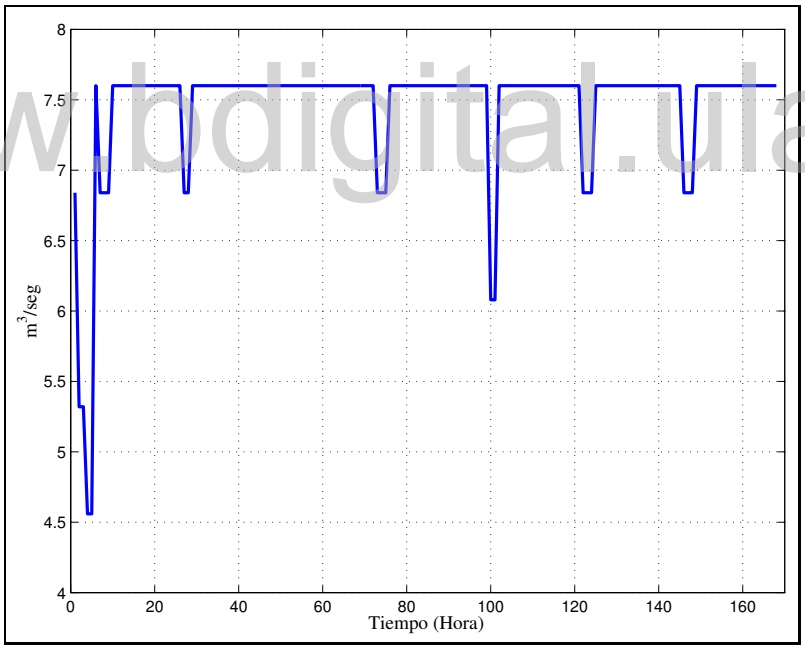



Figura 4.6: Caudal de Agua Turbinada - Central Juan A. Rodríguez. Escenario 1

En la tabla se observa que el caudal promedio turbinado por la misma es de 7,310 $m^3/seg$, con una varianza de 0,009, llegando a registrar un valor mínimo

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

de 4,56 $m^3/seg$ y un máximo de 7,6 $m^3/seg$, el cual es el valor máximo de consumo de agua al estar trabajando las dos máquinas de la central al 100 % de su capacidad.

La varianza registrada para este paramétro es relativamente pequeña, esto es debido a que en la mayor parte del tiempo de simulación esta central funcionó a su capacidad máxima, por lo que el consumo de agua se suele mantener constante (ver Figura 4.6), y por ende la varianza disminuye.

El intervalo de confianza del caudal turbinado también es pequeño por la misma razón, el cual dice que con un nivel de confianza de 95 %, el caudal turbinado por esta Central estará entre 7,277 y 7,344 $m^3/seg$ durante la semana y siempre y cuando se utilicen los criterios de encendido y apagado de las turbomáquinas establecidas para el sistema.

- **Central Leonardo Ruiz Pineda**

  Como se mencionó anteriormente esta central trabajó al 100 % de su capacidad máxima, por lo que el caudal de agua fue constante durante todo el período de simulación, es decir, mantuvo un caudal constante de 75 $m^3/seg$, lo que significa que su varianza es igual a cero como se ve en la Tabla 4.8, debido a que no hay cambios registrados en el parámetro bajo estudio.

  Con respecto al intervalo de confianza del caudal de agua turbinado, como se dijo, la varianza del mismo es igual a cero por no existir diferencia entre los datos de las muestras, como consecuencia no se calcula su Intervalo de Confianza, ya que simplemente podemos decir que con el 100 % de seguridad y siguiendo los criterios establecidos, ésta Central siempre tendrá un consumo constante de 75 $m^3/seg$ de agua durante la simulación en época de lluvias, para un total de 45,36 $Hm^3$ consumidos por una semana. Ver Tabla 4.10.

  Caso contrario a lo que ocurre con la Central Juan Antonio Rodríguez, la cantidad de agua que se hace pasar por las turbinas en un segundo es mucho mayor

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

que el caudal de agua promedio de entrada al embalse[4] , lo que trae como consecuancia el uso irracional del potencial hidroeléctrico del Embalse Uribante, por lo que no es recomendable la generación constante de energía al máximo de su capacidad para mediano y largo plazo.

| Central | Promedio Diario ($Hm^3$) | Promedio Semanal ($Hm^3$) | Promedio Mensual ($Hm^3$) |
|---|---|---|---|
| **JAP** | 1,7144 | 12,0011 | 48,0044 |
| **JAR** | 0,6316 | 4,4212 | 17,6850 |
| **LRP** | 6,4800 | 45,3600 | 181,4400 |

Tabla 4.10: Promedios de Consumo de Agua por Central. Escenario 1

4. **Demanda de Energía Eléctrica**

Como se mencionó en el Capítulo 3, para el pronóstico de la carga demandada se hizo uso de Modelos Autorregresivos AR, y a partir de éstas ecuaciones se realizaron pronósticos de la demanda para cada replica realizada, por otra parte al pronóstico realizado hora a hora se le sumo una variable aleatoria que se comporta como una Distribución Normal con media cero y desviación estándar 2, ya que la demanda de energía aunque posea características de estacionalidad en su comportamiento, mantiene cierta aleatoriedad la cual se incluye por este medio.

www.bdigital.ula.ve

Los primeros 26 datos observados de la demanda de energía de cada replica hecha para la validación, son iguales como se mencionó en el Capítulo anterior, por lo que el análisis presentado en esta parte es a partir del segundo día de simulación.

En la Tabla 4.11 se da un análisis de un día promedio de simulación, donde se detalla el promedio de MW-H demandados, la varianza y su intervalo de confianza con un nivel de confianza del 95 %.

En la Figura 4.7 se puede observar el comportamiento del promedio de la demanda de energía durante las 24 horas del día, como se puede ver, ésta tiende a subir a partir

[4] Existe una diferencia de hasta 17,1296 $m^3$ en promedio

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

| Promedio (MW-H) | Varianza | Intervalo de Confianza | |
|---|---|---|---|
| | | Inferior | Superior |
| 505 | 76,6678 | 501,4334 | 507,6999 |
| 493 | 80,4782 | 490,0565 | 496,4768 |
| 487 | 75,8437 | 484,0170 | 490,2497 |
| 481 | 93,4126 | 477,5748 | 484,4919 |
| 486 | 89,5816 | 482,5465 | 489,3202 |
| 518 | 107,5586 | 513,8888 | 521,3112 |
| 505 | 150,5851 | 500,2422 | 509,0245 |
| 515 | 172,2069 | 510,3042 | 519,6958 |
| 537 | 165,8678 | 532,2247 | 541,4419 |
| 549 | 171,4207 | 543,9149 | 553,2851 |
| 555 | 185,8954 | 550,1544 | 559,9122 |
| 547 | 186,8920 | 542,0414 | 551,8253 |
| 551 | 188,5333 | 545,9533 | 555,7801 |
| 564 | 184,1103 | 559,5446 | 569,2554 |
| 572 | 191,0126 | 566,6211 | 576,5123 |
| 565 | 199,8402 | 560,3748 | 570,4919 |
| 557 | 195,2230 | 552,1335 | 562,1331 |
| 549 | 174,7138 | 544,3701 | 553,8299 |
| 629 | 139,1540 | 624,9121 | 633,3545 |
| 726 | 154,1034 | 721,1568 | 730,0432 |
| 723 | 175,1034 | 718,2648 | 727,7352 |
| 689 | 185,8034 | 683,8223 | 693,5777 |
| 609 | 193,2747 | 603,6585 | 613,6081 |
| 540 | 193,1506 | 534,5935 | 544,5399 |

www.bdigital.ula.ve

Tabla 4.11: Estadísticas de la Demanda de Energía Pronosticada. Escenario 1

de las 18:00 horas, lo que ocurre en la realidad, ya que estadísticamente se conoce que las horas con mayor demanda de potencia al Sistema Interconectado en la zona occidental del país, son entre las 6:00 a 9:00, de 12:00 a 15:00 y de 18:00 a 21:00 horas[5] .

Se observa también, los límites superior e inferior del intervalo de confianza de la demanda de energía para este escenario, con el cual se puede decir que se encuentra bastante cerca de la curva promedio durante las 24 horas, con un nivel de confianza

[5] Fuente: Diario El Tiempo [24]

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

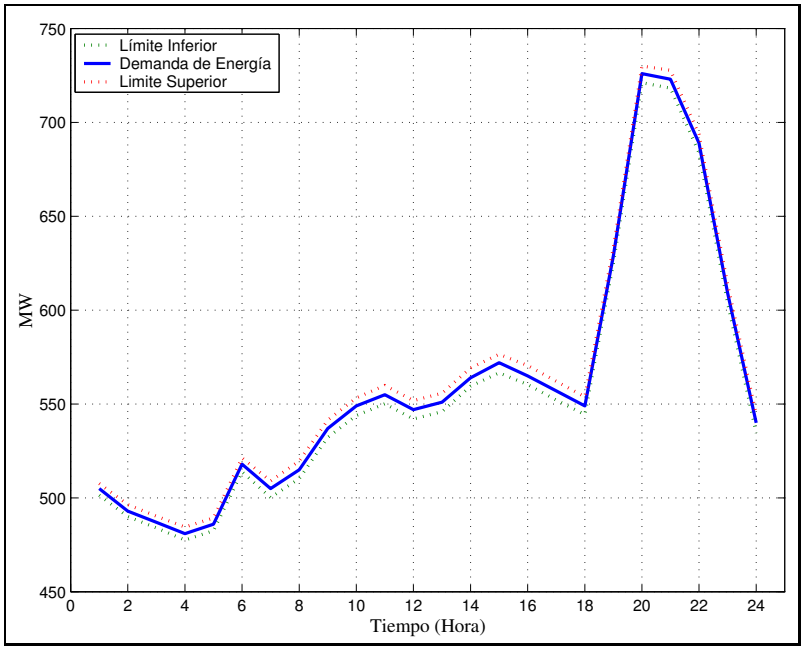



Figura 4.7: Demanda de Energía e Intervalo de Confianza. Escenario 1

del 95 %.

www.bdigital.ula.ve

Por otra parte, al realizar el pronóstico de la demanda de energía, el sistema no toma en cuenta los días feriados nacionales ni el tipo de día, a pesar de que estos factores condicionan las fluctuaciones en la curva de la demanda.

Ahora bien, en promedio, el occidente del país presenta una carga demandada de 13,036 GW-H diarios y 91,252 GW-H semanal.

5. **Potencia Generada por las Centrales**

La Potencia Generada es la cantidad de MW-H que aportan las centrales hidroeléctricas al Sistema Interconectado Eléctrico para satisfacer la demanda de energía, en este caso para el occidente del país.

En época de lluvias, aunque la cantidad de agua disponible en los embalses por lo general es mayor que en cualquier otra época del año, la generación de MW no son suficientes para satisfacer la potencia demandada debido a las limitaciones en cuanto

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

a la capacidad de las casas de máquinas de las tres centrales en estudio.

A continuación en la Tabla 4.12 se presenta el promedio de MW-H generados en total por las tres centrales que conforman el Sistema de Potencia Occidental, durante las 24 horas del día.

| Promedio (MW-H) | Varianza | Intervalo de Confianza | |
|---|---|---|---|
| | | Inferior | Superior |
| 499 | 13,5884 | 493,8042 | 503,5291 |
| 491 | 8,5597 | 488,1370 | 494,2630 |
| 488 | 44,0640 | 485,8913 | 490,6420 |
| 484 | 56,809 | 481,1696 | 486,5638 |
| 484 | 67,8440 | 481,1589 | 487,0808 |
| 514 | 222,6200 | 508,6609 | 519,3391 |
| 498 | 233,5800 | 492,7977 | 503,7356 |
| 498 | 233,5800 | 492,7977 | 503,7356 |
| 519 | 154,9200 | 514,7460 | 523,6540 |
| 524 | 0 | 524 | 524 |
| 524 | 0 | 524 | 524 |
| 524 | 0 | 524 | 524 |
| 524 | 0 | 524 | 524 |
| 524 | 0 | 524 | 524 |
| 524 | 0 | 524 | 524 |
| 524 | 0 | 524 | 524 |
| 524 | 0 | 524 | 524 |
| 524 | 0 | 524 | 524 |
| 524 | 0 | 524 | 524 |
| 524 | 0 | 524 | 524 |
| 524 | 0 | 524 | 524 |
| 524 | 0 | 524 | 524 |
| 524 | 0 | 524 | 524 |
| 524 | 0 | 524 | 524 |

Tabla 4.12: Estadísticas Potencia Generada del Sistema de Potencia. Escenario 1

En la tabla se puede ver los promedios en las 24 horas del día, la varianza de la muestra y los límites inferiores y superiores para cada uno.

Se puede ver claramente que a partir de la hora 10:00 (en promedio) la potencia

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

generada por las centrales están alrededor de los 524 MW, esto es debido a que a partir de esta hora la curva de la demanda comienza a subir y el sistema sólo puede aportar el máximo que tiene disponible, para éste caso 524 MW, distribuidos de la siguiente manera:

- *Central Jose Antonio Páez:* Su aporte máximo de energía al sistema es de 144 MW-H con 2 turbinas funcionando al 90 % y una al 60 %.
- *Central Juan Antonio Rodríguez:* Su aporte máximo de energía al sistema es de 80 MW-H, es decir, su máximo capacidad instalada.
- *Central Leonardo Ruiz Pineda:* Igualmente que la Juan A. Rodríguez esta aporta al sistema su maxima capacidad de generación, es decir, 300 MW-H.

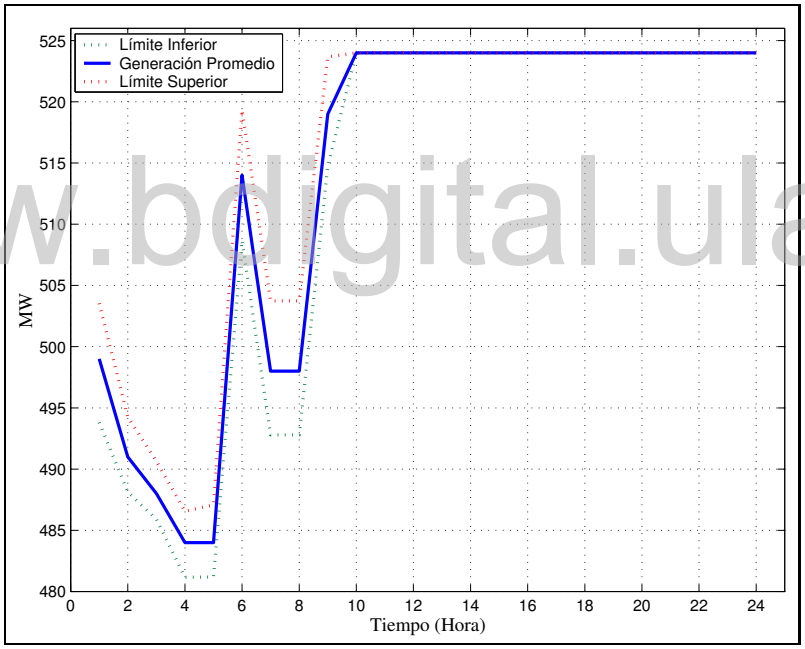



Figura 4.8: Generación de Energía e Intervalo de Confianza. Escenario 1

En la Figura 4.8 se puede ver la curva promedio de generación de las centrales por hora y el intervalo de confianza del mismo.

Se puede, el intervalo para la curva de potencia generada tiene mayor amplitud que

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

el intervalo de la curva de demanda, esto es debido a que las máquinas funcionan por porcentajes y su generación es fijada según los mismos y aunque estas se enciendan y apaguen de una manera óptima, en ocaciones unos MW más o menos de demanda durante una hora, hacen necesario que se encienda una máquina o que se baje el porcentaje de producción por esos pocos MW faltantes o sobrantes, por lo tanto el sistema puede que tenga un exceso de generación de MW o por el contrario un déficit, y como consecuancia esto hace que la varianza de la muestra sea más amplia de lo esperado.

Por otra parte, en la figura también se puede notar que a partir de la hora 10:00 el intervalo de confianza se une a la curva promedio, esto quiere decir, que con un gran nivel de confianza la generación de las tres centrales va a estar en 524 MW a partir de la hora 10:00 de cualquier día.

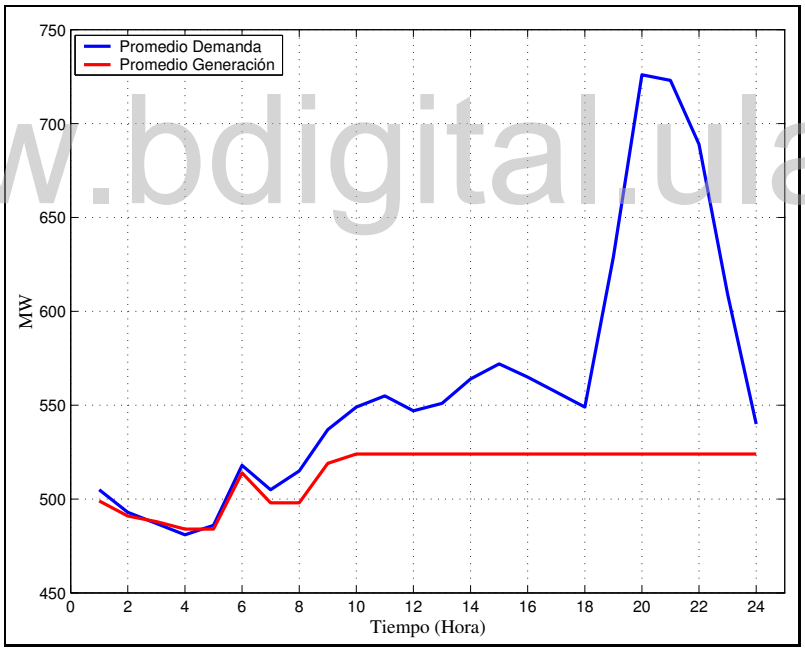



Figura 4.9: Demanda y Generación de Energía. Escenario 1

En la Figura 4.9 se registra la curva del promedio de la carga demandada por el occidente del país y el promedio de generación de las tres centrales en estudio durante

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

las 24 horas del día, podemos ver que en las primeras 7 horas, la curva de demanda es semejante a la curva de generación con una diferencia aproximandamente de 0,676 %, el cual se encuentra en los límites adecuados establecidos.

Entonces tenemos que, en estación de lluvias en promedio las centrales hidroeléctricas pueden generar 12,3359 GW-H diarios y 86,3511 GW-H semanales, siempre y cuando se sigan las políticas de encendido y apagado de las centrales establecidos por el sistema y que el nivel de agua de los embalses se mantengan en cotas superiores a la cota mínima.

A continuación, se presenta el promedio de potencia generada diariamente por cada Central Hidroeléctrica.

*a*) **Central José Antonio Páez**

En la Tabla 4.13 se observa el promedio por hora de la carga generada por esta central en época de lluvia, la varianza de la muestra de 30 replicas y el Intervalo de Confianza del mismo con un nivel del 95 % de confianza.

www.bdigital.ula.ve

En la tabla se puede ver que a partir de la hora 10:00, la generación de energía eléctrica se hace constante con un promedio de 144 MW, que es la capacidad máxima de ésta central, es decir, el 50,333 % del día ésta central trabaja al 60 % de su capacidad instalada, el resto del día trabaja aproximadamente entre el 37,5 % y el 45 % de su capacidad, de esta manera se puede aportar una cierta cantidad de MW adecuada al sistema eléctrico interconectado y a su vez conservar la cota del nivel de agua del Embalse Santo Domingo.

Entonces se tiene que en general, si se desea recuperar el nivel de agua del embalse durante el período de lluvias, esta central puede generar 3,2724 GW-H diarios, en una semana puede generar 22,9068 GW-H y hasta 91,6272 GW-H mensuales aproximadamente.

En la Figura 4.10 se puede ver el comportamiento de la curva de generación de la Central José Antonio Páez y el Intervalo de Confianza del mismo con un

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

nivel del 95 % de confianza.

| Promedio (MW-H) | Varianza | Intervalo de Confianza | |
|---|---|---|---|
| | | Inferior | Superior |
| 122 | 321,766 | 115,9812 | 128,8188 |
| 118 | 262,179 | 111,8059 | 123,3941 |
| 118 | 262,179 | 111,8059 | 123,3941 |
| 116 | 239,834 | 110,8583 | 121,9417 |
| 116 | 239,834 | 110,8583 | 121,9417 |
| 136 | 239,834 | 130,0583 | 141,1417 |
| 124 | 329,214 | 117,1073 | 130,0927 |
| 124 | 329,214 | 117,1073 | 130,0927 |
| 139 | 154,924 | 139,7460 | 143,6540 |
| 144 | 0 | 144 | 144 |
| 144 | 0 | 144 | 144 |
| 144 | 0 | 144 | 144 |
| 144 | 0 | 144 | 144 |
| 144 | 0 | 144 | 144 |
| 144 | 0 | 144 | 144 |
| 144 | 0 | 144 | 144 |
| 144 | 0 | 144 | 144 |
| 144 | 0 | 144 | 144 |
| 144 | 0 | 144 | 144 |
| 144 | 0 | 144 | 144 |
| 144 | 0 | 144 | 144 |
| 144 | 0 | 144 | 144 |
| 144 | 0 | 144 | 144 |
| 144 | 0 | 144 | 144 |

www.bdigital.ula.ve

Tabla 4.13: Estadísticas de la Potencia Generada - Central Jose A. Páez. Escenario 1

Tanto en la tabla como en la figura podemos ver que la varianza y el Intervalo de Confianza es bastante amplio como el caso del promedio de generación del sistema en total.

En el proceso de generación de esta central podemos ver graficamente que a partir de la hora 10:00, la Central trabaja al 60 % de su capacidad por el resto del día para poder satisfacer en parte la carga demandada, luego en las primeras horas del siguiente día vuelve a bajar su generación de manera que no exista un

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

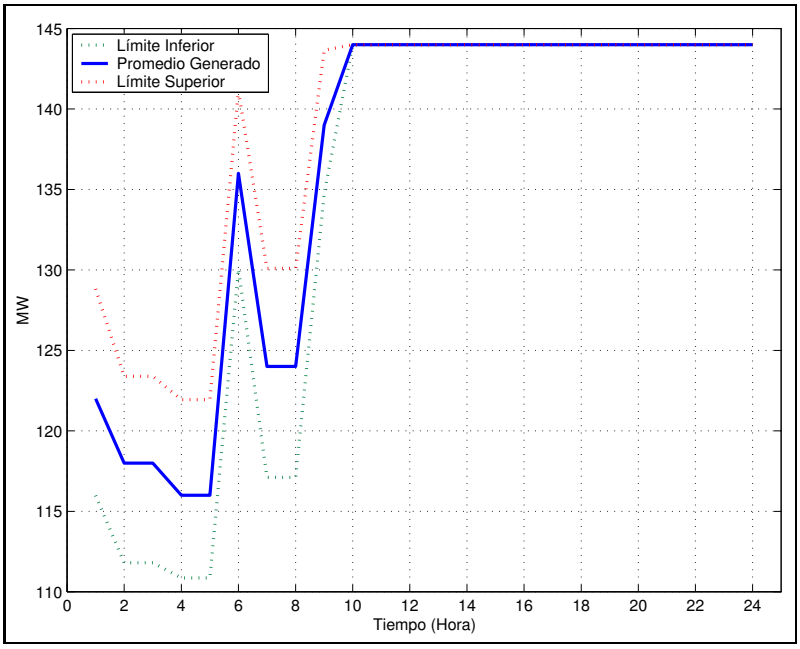



Figura 4.10: Generación Central JAP e Intervalo de Confianza. Escenario 1

exceso de carga con respecto a la demanda y no se pierda el sincronismo en el sistema.

Es importante notar que si se sigue esta política de encendido y apagado de las turbomáquinas hecho por el sistema experto para esta central hidroeléctrica y se llegara a presentar una emergencia o un exceso de demanda de energía (lo cual es muy probable que ocurra en la realidad), el sistema puede responder encendiendo la tercera máquina al 90 % de su capacidad por unas horas sin riesgo alguno de exceso de consumo de agua del embalse.

*b*) **Central Juan Antonio Rodríguez**

Esta central es la que posee mayor potencial hidroeléctrico en su embalse, sin embargo es la que menos capacidad instalada tiene en su casa de máquinas, es por ello que el funcionamiento al 100 % de su capacidad durante todo el día de operatividad no afecta el nivel de agua del Embalse Boconó-Tucupido, siempre y cuando se esté en un período de lluvia donde el caudal de agua entrante al

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

embalse sea igual o mayor que el turbinado.

En la Tabla 4.14 se puede ver el promedio diario de generarión de ésta central, junto con el Intervalo de Confianza de la muestra con un 95 % de confianza.

| Promedio (MW-H) | Varianza | Intervalo de Confianza | |
|---|---|---|---|
| | | Inferior | Superior |
| 76 | 29,7195 | 74,3159 | 78,2174 |
| 74 | 81,2138 | 70,3752 | 76,8248 |
| 71 | 132,7816 | 66,5433 | 74,7901 |
| 67 | 175,1540 | 62,7308 | 72,2025 |
| 68 | 170,9609 | 63,0545 | 72,4121 |
| 78 | 10,5931 | 77,2353 | 79,5647 |
| 75 | 50,0229 | 72,1358 | 77,1975 |
| 75 | 50,0229 | 72,1358 | 77,1975 |
| 80 | 0 | 80 | 80 |
| 80 | 0 | 80 | 80 |
| 80 | 0 | 80 | 80 |
| 80 | 0 | 80 | 80 |
| 80 | 0 | 80 | 80 |
| 80 | 0 | 80 | 80 |
| 80 | 0 | 80 | 80 |
| 80 | 0 | 80 | 80 |
| 80 | 0 | 80 | 80 |
| 80 | 0 | 80 | 80 |
| 80 | 0 | 80 | 80 |
| 80 | 0 | 80 | 80 |
| 80 | 0 | 80 | 80 |
| 80 | 0 | 80 | 80 |
| 80 | 0 | 80 | 80 |
| 80 | 0 | 80 | 80 |

Tabla 4.14: Estadísticas de la Potencia Generada - Central Juan A. Rodríguez. Escenario 1

Para este caso, en promedio los MW-H generados se hacen constantes a partir de la novena hora del día en que está en funcionamiento la Central (ver Figura 4.11), y a partir de ese momento la Central genera 80 MW-H, es decir al 100 % de su capacidad, esto quiere decir que esta central trabaja el 62,5 % del día al 100 % de su capacidad nominal y sin embargo su nivel de agua siempre tiende

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

a subir a medida que transcurre la semana, según la información aportada por la simulación.

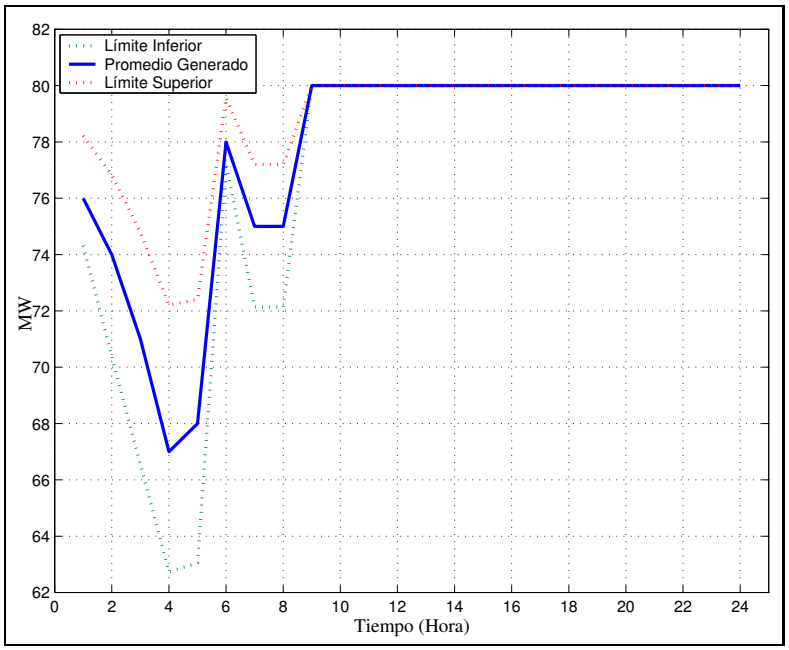



Figura 4.11: Generación Central JAR e Intervalo de Confianza. Escenario 1

www.bdigital.ula.ve

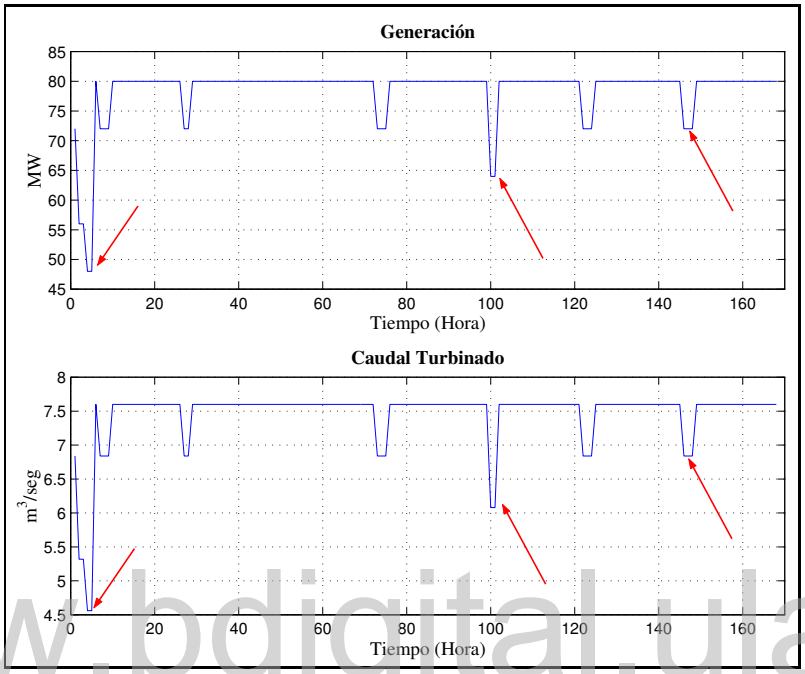
Con respecto a la generación de esta central tenemos que en promedio la central puede producir 1,8635 GW-H diarios, semanal puede generar 13,0443 GW-H y en promedio podría generar 52,1771 GW-H durante un mes si se deseara planificar la generación de esta central a mediano plazo.

Por otra parte, si se quisiera comparar la relación que existe entre la energía potencial que hay en el momento de la caida de agua hasta las turbinas y la energía eléctrica transformada por el generador unido a la turbina, se puede hacer mediante la comparación de las curvas del caudal turbinado y la potencia generada por la misma.

En la Figura 4.12 se puede ver el comportamiento simular entre estos dos parámetros en el proceso de generación de la Central Juan Antonio Rodríguez en un día normal en época de lluvia, donde a medida que baja el caudal que pasa a través de la turbinas, baja también la cantidad de MW generados (señalados

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

con flechas), y viceversa si se eleva éste caudal, también aumenta la generación, con esto se comprueba que la energía no es creada sino que es transformada de un tipo a otra para poder ser llevada hasta las líneas de transmisión del Sistema Interconectado Nacional y de ahi hasta los consumidores.




www.bdigital.ula.ve

Figura 4.12: Generación y Caudal Turbinado - Central JAR. Escenario 1

*c*) **Central Leonardo Ruiz Pineda**

Esta Central ubicada en el Estado Táchira, aporta al sistema eléctrico su capacidad nominal de 300 MW-H, lo que significa el 57,252 % de la generación total, es decir, más de la mitad de la generación que aportan las centrales hidroeléctricas de CADAFE al Sistema Interconectado lo hace esta central.

En período de lluvias esta central puede trabajar al 100 % de su capacidad por un período de una semana, produciendo 7,2 GW-H diarios, como ocurrió en las 30 replicas realizadas, donde ésta mantuvo una producción constante de carga durante las 24 horas del día durante la semana, lo que significó un consumo constante de agua del embalse, lo que es poco práctico desde el punto de vista

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

ambiental, al momento de realizar la planificación del proceso de generación de las centrales.

Sin embargo la generación constante por parte de esta central al máximo de su capacidad se convierte en un problema de optimización con el mal uso del agua y de las máquinas generadoras, pero debido a que es la central con mayor potencia es necesario pagar cierto precio por ello.

6. **Potencia a Exportar**

Según las estadísticas arrojadas por las replicas, en algunos horas del día las centrales generaban carga por encima de la carga demandada, por lo que se registraban una carga sobrante en el sistema.

CADAFE suele vender energía a otras empresas eléctricas venezolanas que sólo cuenta con distribución y no tienen plantas generadoras, por ende la carga excendente se puede vender y exportarse a otras regiones del país con ganancias para la empresa vendedora.

www.bdigital.ula.ve

La venta de energía es necesaria no sólo por motivos económicos sino también por motivos físicos, como se sabe la energía eléctrica no se puede almacenar, por lo que en el Sistema de potencia debe existir un equilibrio entre la potencia demandada y la generada, si esto no ocurriera y se produjera un exceso de generación las turbomáquinas de las centrales podrían girar a mayor velocidad de su capacidad nominal, perdiendo así el sincronismo del sistema, lo que amenaza la estabilidad y mantenimiento de las centrales.

En la Tabla 4.15 se puede observar el promedio de MW-H que se pueden vender a otras empresas eléctricas venezolanas según la hora del día, recordando que esta venta sólo es por los MW que pueden sobregenerar las centrales hidroeléctricas y no se toma en cuenta las centrales térmicas también pertenecientes a CADAFE.

Como se puede ver en la tabla, sólo las primeras 7 horas del día se pueden vender MW excendentes, ya que por lo general a partir de las 8:00 horas existe un déficit de

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

energía y se hace necesario importar energía desde otras regiones del país para poder satisfacer la demanda.

| Promedio (MW-H) | Varianza | Intervalo de Confianza | |
|---|---|---|---|
| | | Inferior | Superior |
| 1,3667 | 5,5851 | 0,4484 | 2,2849 |
| 1,4333 | 5,2195 | 0,6258 | 2,2509 |
| 3,1333 | 6,8092 | 2,1996 | 4,3896 |
| 3,5667 | 5,2885 | 2,7438 | 4,3896 |
| 1,0667 | 2,5471 | 0,4956 | 1,6378 |
| 2,1667 | 5,9368 | 1,2948 | 3,0386 |
| 1,8667 | 6,1195 | 0,9815 | 2,7519 |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0,4000 | 1,5586 | 0 | 0,8467 |

Tabla 4.15: Estadísticas de la Potencia a Exportar. Escenario 1

www.bdigital.ula.ve

La potencia (MW) excedente es producto de la generación de energía por encima de la demanda. Para este escenario se registró una sobregeneración promedio durante el 0,6 % del día de funcionamiento de las centrales, debido a las especificaciones de funcionamiento establecidas para las turbomáquinas. También se debe considerar que la cantidad de carga que se demanda en el sistema es un pronóstico y que no es necesariamente como debe comportarse en la realidad, así que si se presentará algún

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

alza en alguna hora del día en la curva de la demanda fuera de lo pronosticado, el sistema podría satisfacer siempre y cuando no exceda la capacidad de generación.

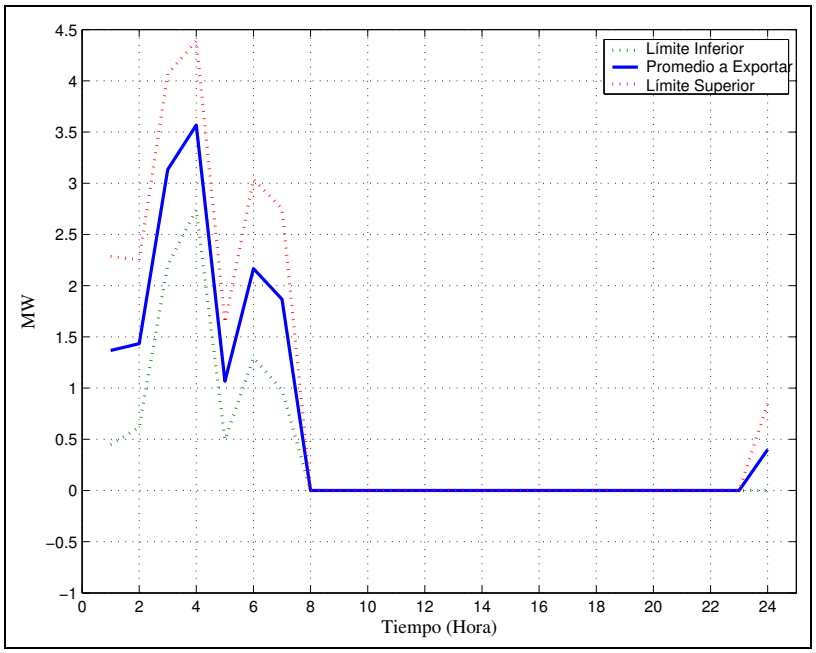



Figura 4.13: Promedio de Potencia a Exportar e Intervalo de Confianza. Escenario 1

www.bdigital.ula.ve

En la Figura 4.13 se puede observar el comportamiento promedio de la carga a exportar durante las 24 horas del día y el intervalo de confianza del mismo con un nivel de confianza del 95 %.

También es importante repetir que este modelo de simulación no toma en cuenta que en los días de fines de semana la carga demandada por el occidente del país es menor y que se podría vender estos MW excedentes, ya que el sistema no predice las bajas de demanda para estos días.

En conclusión, se tiene que si se tomaran estas políticas de generación y exportación, CADAFE podría vender en promedio 105 MW-H semanales, y si se promediara un precio de 22,4 Bs/KW-H[6] , CADAFE podría tener un ingreso de Bs 9.408.000 mensuales con la venta de MW excedentes sólo de las tres Centrales Hidroeléctricas bajo

[6] Precio promedio de venta de EDELCA a otra empresas para el Año 2.004. Fuente: [11]

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

estudio en época de lluvia y con niveles de agua de los embalses adecuados.

7. **Potencia a Importar**

   Caso contrario a lo que ocurre en la variable anterior, según las estadíticas arrojadas por ARENA y por lo que ocurre en la realidad, existen horas del día donde la carga generada "por las tres centrales en estudio" no satisface la demanda de energía, por lo que se hace necesario la compra de GW-H a otras empresas eléctricas venezolanas, por lo general la compra se realiza a EDELCA, a pesar del aporte de carga de la plantas térmicas.

   Para calcular el promedio del déficit de energía durante las 24 horas del día, se estudiaron las 30 replicas hechas y los resultados del mismo se pueden ver en la Tabla 4.16.

   A pesar de que se dijo en el punto anterior que se podía vender carga excedente en las primeras horas del día, se puede obervar en la Tabla 4.16 que en las primeras horas también existe un promedio mayor de cero para la importación de MW, esto es debido a que se pueden presentar ventas y compras de MW en las mismas horas de una semana, que aunque se puede vender a mitad de semana, también se deba comprar a principios de la misma, por ello es que existen valores promedios mayores a cero tanto en la exportación como en la importación.

   En la Figura 4.14 se puede observar el comportamiento promedio de la carga a importar desde otras regiones a través del Sistema Interconectado Nacional hasta el occidente del país, durante las 24 horas del día y su Intervalo de Confianza con un nivel del 95 % de confianza. Según lo registrado la cantidad máxima a comprar puede alcanzar un valor de 200 MW en promedio, y un mínimo de 0 MW.

   Por otra parte, en época de lluvia se tendría que importar MW a pesar que los embalses reciben más cantidad de agua y pueden generar al máximo de su capacidad durante todo el día, entonces debido a esto, el déficit de energía ya no es en su totalidad por escasez de agua, sino por limitaciones en la capacidad de generación de

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

| Promedio (MW-H) | Varianza | Intervalo de Confianza | |
|---|---|---|---|
| | | Inferior | Superior |
| 7,4333 | 49,5644 | 4,9141 | 9,9626 |
| 3,5667 | 29,4954 | 4,9141 | 9,9526 |
| 1,4667 | 12,3264 | 0,2103 | 2,7230 |
| 0,9000 | 12,1621 | 0 | 2,1479 |
| 2,6667 | 26,0230 | 0,8412 | 4,4921 |
| 6,2667 | 140,2713 | 2,0286 | 10,5048 |
| 7,2667 | 63,3057 | 4,4195 | 10,1138 |
| 14,9333 | 101,0299 | 11,7629 | 18,1037 |
| 15,6333 | 87,8954 | 12,5714 | 18,6952 |
| 23,0667 | 96,7540 | 19,9304 | 26,2030 |
| 30,4000 | 95,4207 | 27,2746 | 33,5254 |
| 23,4000 | 95,2138 | 20,2763 | 26,5237 |
| 26,0667 | 91,9954 | 22,9697 | 29,1637 |
| 38,6667 | 87,8161 | 35,605 | 41,7279 |
| 45,4333 | 88,9437 | 42,3623 | 485043 |
| 39,6000 | 92,7310 | 36,4968 | 42,7032 |
| 31,7000 | 101,3207 | 28,5273 | 34,8727 |
| 23,7333 | 96,6851 | 20,5976 | 26,8691 |
| 103,8667 | 118,1195 | 100,5700 | 107,1634 |
| 200,2000 | 118,1655 | 196,9030 | 203,4970 |
| 197,5667 | 116,7368 | 194,2796 | 200,8537 |
| 163,7667 | 111,4264 | 160,5177 | 167,0156 |
| 83,4000 | 117,2828 | 80,1091 | 86,6909 |
| 15,0333 | 117,3437 | 11,1570 | 18,9096 |

www.bdigital.ula.ve

Tabla 4.16: Estadísticas de la Potencia a importar. Escenario 1

las centrales hidroeléctricas, por lo que en promedio se debe comprar 1,1060 GW-H diarios y hasta 30,9689 GW-H mensuales para lograr cubrir la demanda, reflejando un costo de aproximadamente 693,7041 millones de Bolívares, cifras mucho más elevadas que la de ingresos por venta.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

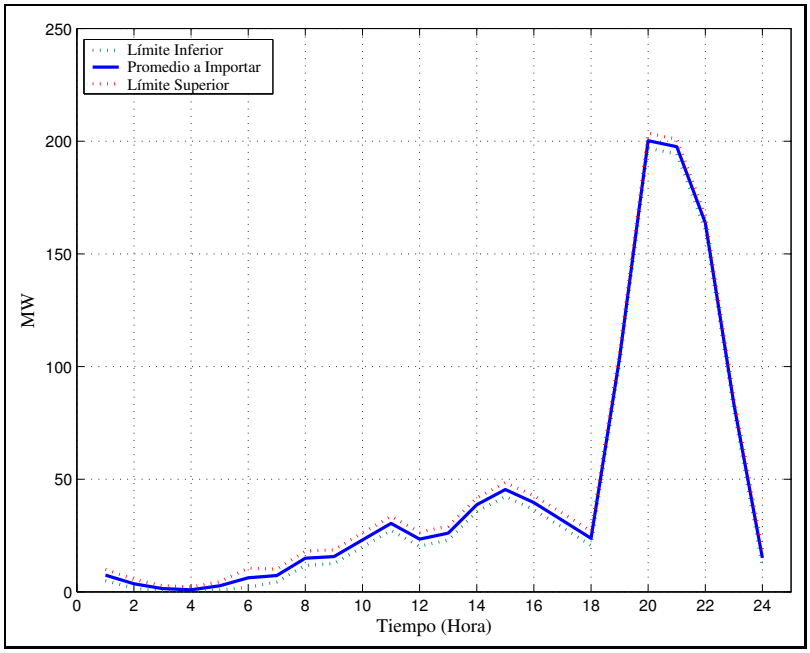



Figura 4.14: Potencia a Importar e Intervalo de Confianza. Escenario 1

### 4.3.2. Escenario 2: Epoca de verano normal

www.bdigital.ula.ve

Los resultados obtenidos para este escenario son:

1. **Nivel de Agua de los Embalses**

   - **Embalse Santo Domingo**

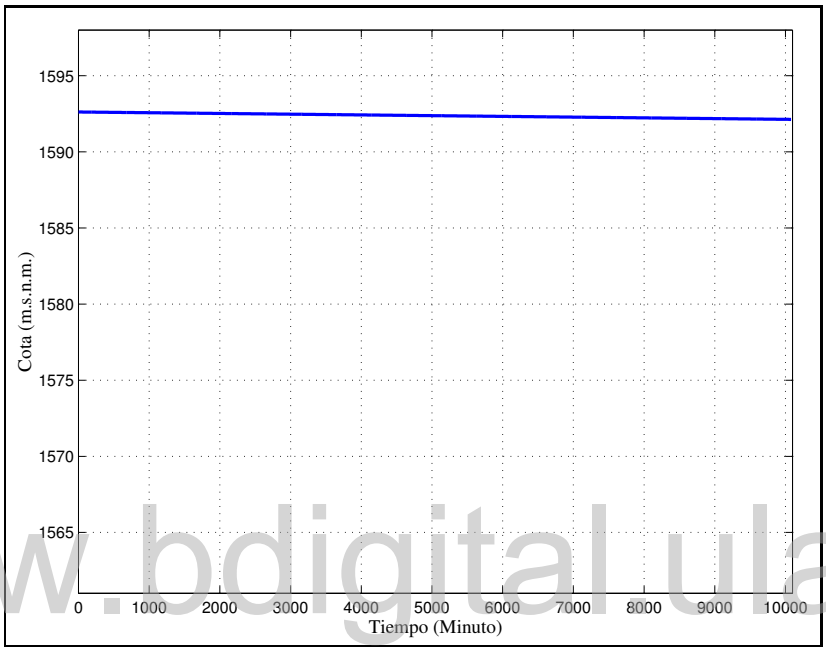
     Como se puede observar en la Tabla 4.17, este embalse tuvo una cota promedio de 1.592,38 m.s.n.m. en las 30 replicas realizadas por ARENA (aproximadamente el 99,65 % de la capacidad del embalse), registrando un valor mínimo de 1.592,1339 metros (0,4861 metros por debajo de la cota inicial en promedio) y alcanzado un valor máximo de 1.592,62 metros, es decir 6 metros por debajo del nivel máximo que capacidad, por lo que no es aliviada un caudal de agua como en el escenario anterior.

     En la Figura 4.15 se observa que el nivel de agua de este embalse, bajó aproxi-

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

| Central | Promedio (m.s.n.m.) | Valor Mínimo | Valor Máximo |
|---|---|---|---|
| JAP | 1592,3800 | 1.592,1339 | 1.592,6200 |
| JAR | 259,6400 | 259,1700 | 260,0896 |
| LRP | 1.091,6100 | 1.083,8105 | 1096,22 |

Tabla 4.17: Estadísticas de la Cota del Nivel de Agua. Escenario 2




www.bdigital.ula.ve

Figura 4.15: Nivel de Agua del Embalse Santo Domingo. Escenario 2

madamente 0,4861 metros desde el inicio de la semana de simulación, es decir, bajó su nivel a razón de $4,822x10^{-5}$ m/seg, y se mantuvo en una cota relativamente óptima a pesar de que está en un período de verano; esto es debido a que el caudal de agua turbinada es aproximadamente 0,5 $m^3$ mayor que el caudal de entrada al embalse, por lo que el consumo de agua es controlado, esto se hace de manera de poder conservar el nivel alto que trae el embalse de meses anteriores.

Con estos valores del nivel registrados se puede hacer una exepción y poner en funcionamiento la central a mayor capacidad que la actual si fuese necesario,

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

de esta manera se pueden bajar los costos de importación de energía o simplemente para poner en funcionamiento las otras dos máquinas que se encuentran paradas de la central, siempre y cuando se tenga especial cuidado con respecto al consumo de agua.

Según los cálculos aproximados del comportamiento del nivel de agua para un mes de funcionamiento de esta central, el embalse llegaría a una cota de 1.590,6756 m.s.n.m., es decir, 1,944 metros por debajo de la cota inicial del mes, por lo que si el nivel de agua bajara a esta razón, para que el nivel de agua llegara hasta la cota mínima tendría que pasar un año, pero desde el punto de vista de producción y económico, no es práctico que esta central sólo produzca 36 MW-H por un año, sin embargo estas consideraciones deben ser tomadas en cuenta por parte de los operadores de las centrales.

- **Embalse Boconó-Tucupido**

  Este Embalse arrojó una cota promedio de 259,64 m.s.n.m. (97,06 % de la capacidad del embalse) en las 30 replicas realizadas, registrado en las mismas un valor mínimo de 259,17 m.s.n.m. (la cual es la cota inicial establecida para la simulación del escenario) y alcanza un valor máximo de 260,0896 metros, (1,69 metros menos que en la presentada en la simulación por época de lluvia).

  En la Figura 1 se representa graficamente el comportamiento del nivel de agua de este embalse, el cual al igual que en época de lluvia tiende a subir, esto es debido a que el caudal de entrada al embalse es mayor que el caudal de agua consumido.

  Según las estadísticas, en promedio la cota del Embalse Boconó-Tucupido aumentaba a razón de $9,123x10^{-5}$ m/seg, la cual es menor que la presentada en época de lluvia, debido a que el caudal de entrada al embalse en ésta época es aproximadamente 16,7824 $m^3$ menos que el caudal en época de lluvia.

  En conslusión, si ésta central sigue trabajando al 100 % de su capacidad nominal como lo hizo durante la simulación por un período de tiempo más largo, el nivel

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

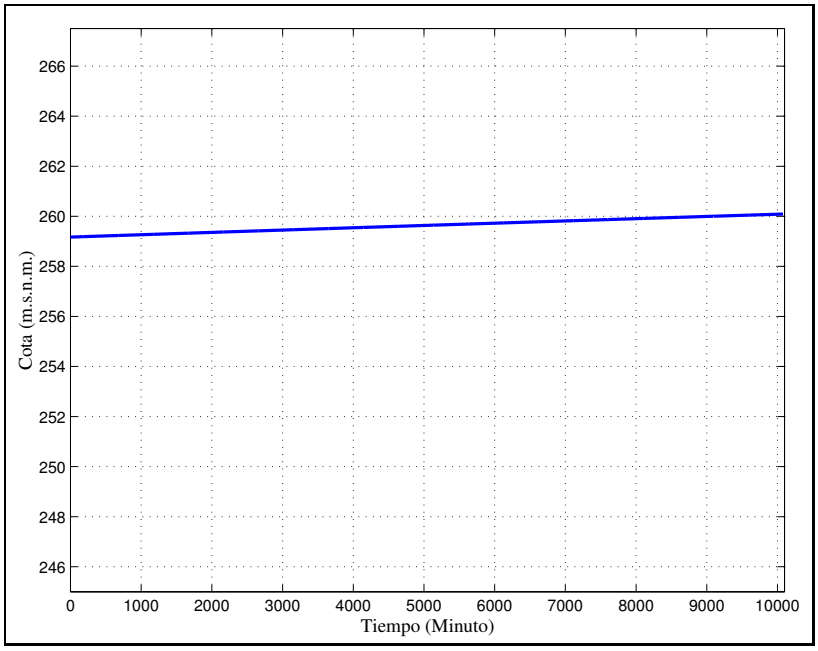



Figura 4.16: Nivel de Agua del Embalse Boconó-Tucupido. Escenario 2

de agua no bajaría sino que aumentaría como se observó, llegando a tener una cota a final de mes de aproximadamente 262,8484 m.s.n.m.

www.bdigital.ula.ve

- **Embalse Uribante**

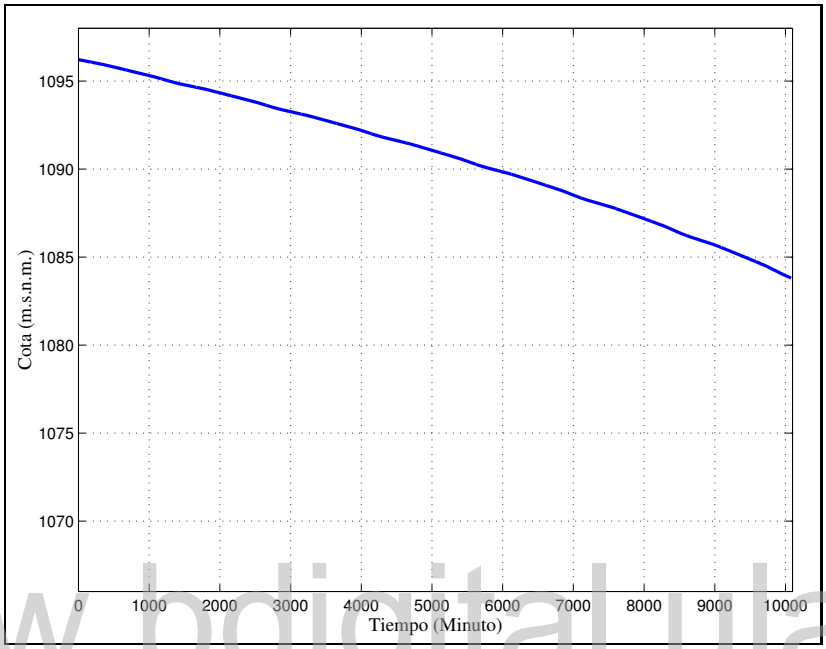
  Según las estadísticas registradas en las 30 replicas, en promedio el Embalse Uribante presentó una cota de 1.091,61 m.s.n.m. (3,993 metros aproximadamente menos que en época de lluvia), alcanzó un valor mínimo registrado en las replicas de 1.083,8105 metros (valor final del nivel de agua al final de la semana) y un valor máximo de 1.096,22 m.s.n.m., el cual es el nivel inicial con que se iniciaron las corridas a principio de la semana de simulación.

  Para este escenario la cota del nivel de agua de este embalse tiende a bajar, pero en este escenario particularmente, el nivel de agua tiene una caida drástica de hasta 12,4095 metros aproximadamente hasta el final de la semana a razón de 0,0012 metros por segundo, lo que representa un peligro para la conservación del embalse y la generación de electricidad y el suministro de energía a los

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

usuarios.

En la Figura 4.17 se puede ver el descenso del nivel de agua del embalse, a final de mes el nivel de agua bajaría 49,6 metros aproximadamente, por lo que llegaría a la cota mínima del embalse.




www.bdigital.ula.ve

Figura 4.17: Nivel de Agua del Embalse Uribante. Escenario 2

2. **Caudal de Agua Aliviado**

Dedido al poco caudal de agua de entrada a los embalses y por ser temporada de verano, en este escenario el nivel de agua de los embalses no llega a sus cotas máximas de capacidad por lo que no es registrado un caudal de agua por los aliviaderos de la presa, a pesar de que el nivel de agua de los embalses al inicio de la simulación sean mayores que en el escenario en época de lluvia normal, por lo que según los resultados arrojados por ARENA, no es posible que se alivie agua de los embalses si se mantiene una generación constante de energía, por mas mínima que sea.

Por otra parte, se debe aclarar que el que no se alivie agua, no represente un peligro para la generación de eléctricidad de las centrales ni para la preservación del caudal

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

del río una vez que el agua ha pasado por la central, ya que este caudal se conservará mientras que la central esté funcionando, por lo que siempre se estará turbinando agua (aunque sea en poca cantidad) para así conservar el aspecto ambiental del ecosistema adyacente al embalse y de la central.

3. **Caudal de Agua Turbinada**

En la Tabla 4.18 se observa las estadísticas finales de las replicas hechas por ARENA del caudal de agua turbinado por central para el segundo escenario planteado. En esta tabla podemos observar los promedios generales y los valores máximos y mínimos alcanzados por la misma, a pesar de que estos valores fueron constantes debido al horario de trabajo de las turbomáquinas.

| **Central** | **Promedio** ($m^3/seg$) | **Valor Mínimo** ($m^3/seg$) | **Valor Máximo** ($m^3/seg$) |
|---|---|---|---|
| JAP | 5,25 | 5,25 | 5,25 |
| JAR | 7,6 | 7,6 | 7,6 |
| LRP | 60,625 | 52,5 | 75 |

Tabla 4.18: Estadísticas del Caudal de Agua Turbinada. Escenario 2

www.bdigital.ula.ve

*a*) **Central José Antonio Páez**

Dedibo a que esta central es un caso especial del Sistema de Generación de Potencial del Occidente del país en cuanto a el proceso de generación de la misma, se hizo un caso especial con esta central y se mantuvo trabajando sólo al 15 % de su capacidad instalada durante la semana de simulación para estudiar así el comportamiento de la misma, por ende mantuvo un consumo de agua constante de 5,25 $m^3/seg$, como se ve en la Tabla 4.18.

*b*) **Central Juan Antonio Rodríguez**

Caso contrario a lo que ocurre con la Central José Antonio Páez, el consumo constante de agua por parte de la Central Juan A. Rodríguez no afecta la cota del nivel de agua del Embalse Boconó-Tucupido.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

A partir de esto, la central trabajó al 100 % de su capacidad nominal durante todo el período de simulación, consumiento un caudal constante de 7,6 $m^3/seg$ durante las 24 horas del día.

En tal sentido esta central tuvo un consumo diario de 656.640 $m^3$, lo que significa que aproximadamente se consume el 21,888 % de agua que entra al Embalse Uribante diariamente, y se podría hablar de un consumo de agua de 4.596.480 $m^3$ total a fin de semana.

*c*) **Central Leonardo Ruiz Pineda**

Esta central funcionó según un horario de trabajo de las turbomáquinas, por lo que el consumo de agua varia según la hora del día, pero se comporta de igual manera para todos los días de la semana, por lo que se presentó el siguiente resultado:

| **Hora** | **Caudal** ($m^3/seg$) | **Generación (MW)** |
|---|---|---|
| 1 - 6 | 52,5 | 210 |
| 7 - 18 | 60 | 240 |
| 19 - 22 | 75 | 300 |
| 23 - 24 | 60 | 240 |

www.bdigital.ula.ve

Tabla 4.19: Caudal de Agua Turbinado - Central LRP. Escenario 2

En la Tabla 4.19 se puede ver como varía el caudal de agua consumido a lo largo de las 24 horas del día, por lo que se puede decir que el 83,333 % del día las máquinas turbinaron un caudal promedio de 56,25 $m^3/seg$, mientras que el resto del día tienenun consumo de 75 $m^3/seg$, que es el consumo máximo que tienen las 2 turbinas de la casa de máquinas.

En la Figura 4.18 se observa graficamente este comportamiento durante la semana de simulación.

En conclusión, siguiendo este horario de trabajo en verano, está central consume 5.238.000 $m^3$ de agua diariamente, siendo el ingreso de agua aproximada-

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

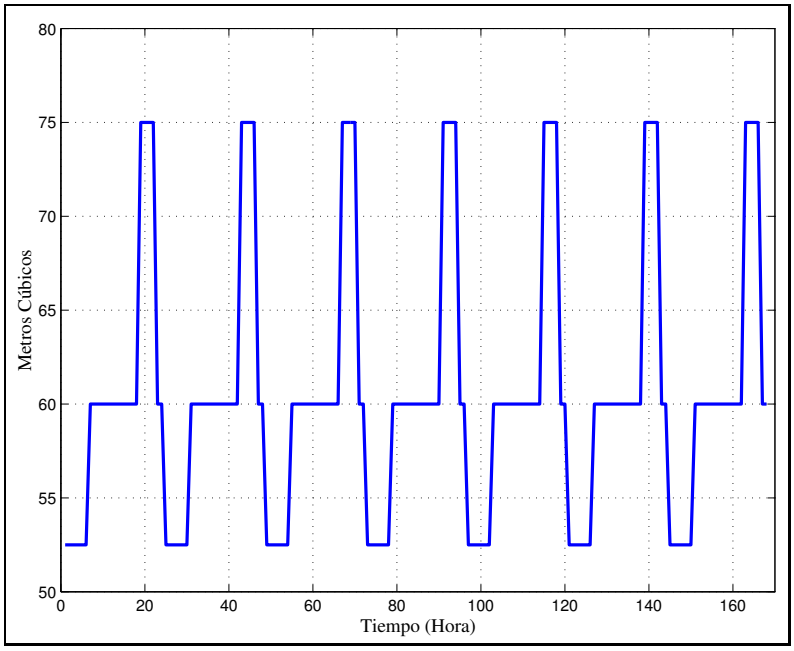



Figura 4.18: Caudal de Agua Turbinada - Central LRP. Escenario 2

mente de 1.762.498 $m^3$ de agua, es decir, se gasta casi 3 veces el caudal que entra por día, lo que es poco realista y práctico a la hora de planificar la generación de una central.

Se debe aclarar que el comportamiento irregular ocurre debido a que las políticas implantadas en el modelo para el proceso de generación de energía eléctrica se basaron a partir del modelo verbal descrito por los operadores del Despacho de Carga de CADAFE y por investigaciones de operación de esta central, existen fallas del tipo de control de generación.

A partir de estos resultados se puede decir que en verano se hace estrictamente necesario la parada de una de las máquinas según la conveniencia de la central para el racionamiento de agua del Embalse Uribante.

4. **Demanda de Energía Eléctrica**

En la Tabla 4.20 se presenta el promedio diario de la carga demandada y pronosticada para este escenario, donde se detalla el promedio de MW-H demandados, la varianza

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

y el intervalo de confianza con un nivel de confianza del 95 %.

| Promedio (MW-H) | Varianza | Intervalo de Confianza | |
|---|---|---|---|
| | | Inferior | Superior |
| 533 | 204,6310 | 528,1811 | 538,4189 |
| 518 | 173,3506 | 513,1355 | 522,5311 |
| 516 | 158,3954 | 511,9631 | 520,9703 |
| 512 | 217,0161 | 507,1952 | 517,7382 |
| 525 | 274,6540 | 518,7030 | 530,5637 |
| 563 | 288,6713 | 556,4535 | 568,6131 |
| 545 | 266,1103 | 538,7626 | 550,4374 |
| 527 | 279,4437 | 521,0848 | 533,0485 |
| 536 | 323,1678 | 529,6338 | 542,4995 |
| 538 | 370,5989 | 531,5446 | 545,3221 |
| 540 | 393,6333 | 533,1337 | 547,3329 |
| 544 | 359,4299 | 537,6825 | 551,2508 |
| 550 | 348,4092 | 543,3874 | 556,7460 |
| 563 | 345,8034 | 556,6457 | 569,9543 |
| 568 | 322,6264 | 561,4059 | 574,2608 |
| 566 | 325,6828 | 559,7422 | 572,6578 |
| 561 | 313,8954 | 555,0268 | 567,7065 |
| 581 | 340,9069 | 574,6930 | 587,9070 |
| 752 | 421,8678 | 744,4835 | 759,1831 |
| 798 | 436,2540 | 790,9593 | 805,9074 |
| 787 | 405,1506 | 780,0306 | 794,4360 |
| 719 | 424,5621 | 711,9268 | 726,6732 |
| 628 | 470,1483 | 620,5410 | 636,0590 |
| 568 | 480,8230 | 560,4201 | 576,1132 |

Tabla 4.20: Estadísticas de la Demanda de Energía Pronosticada. Escenario 1

www.bdigital.ula.ve

En la Figura 4.19 se puede observar el comportamiento del promedio de la demanda de energía (de color azul) a lo largo de las 24 horas del día en un período de verano, además se ve los límites superior e inferior (de color verde punteada y rojo punteada respectivamente) del intervalo de confianza con un nivel de confianza del 95 %.

Entonces, tenemos que según el pronóstico realizado por VB en las 30 replicas, se tiene una carga demandada de aproximadamente 14,0415 GW-H diarios (1,0058 GW más que en el escenario anterior), lo que es lógico porque en época de verano la

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

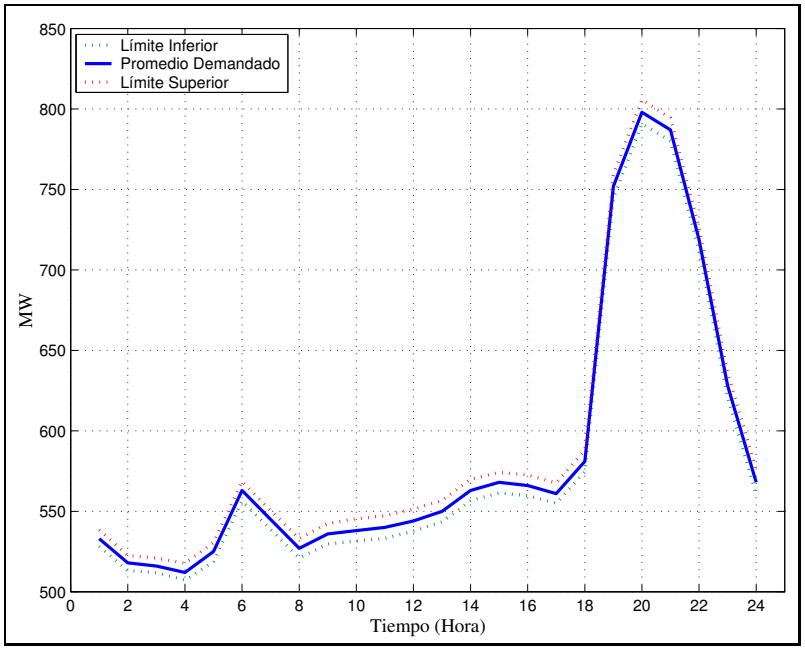



Figura 4.19: Promedio Demanda de Energía e Intervalo de Confianza. Escenario 2

demanda suele aumentar, por lo que se demanda 98,2907 GW-H semanal y hasta 393,1629 GW-H mensuales aproximadamente.

www.bdigital.ula.ve

5. **Potencia Generada por las Centrales**

   La potencia generada por las centrales en estudio en verano es un valor constante según la hora, ya que como hemos dicho repetidamente, para poder conservar el nivel de agua de los embalses para estos meses se planifica la cantidad de MW-H a generar para satisfacer la demanda de energía, lo que ocurre en la realidad, se genera poco para no consumir grandes cantidades de agua.

   Ahora bien, la distribución de generación de carga de cada central está hecha de la siguiente manera:

   - *Central Jose Antonio Páez:* Su aporte constante de energía al sistema es de 36 MW-H con 2 turbinas funcionando al 30 % cada una de ellas.
   - *Central Juan Antonio Rodríguez:* Su aporte de energía al sistema es de 80 MW-

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

H, es decir, su máximo capacidad instalada durante las 24 horas del día.

- *Central Leonardo Ruiz Pineda:* Para esta Central se creó un horario de funcionamiento para las 2 turbinas que posee su casa de máquinas, la cual está distribuida de la siguiente manera:

| **Hora** | **Generación Máquina 1** | **Generación Máquina 2** |
|---|---|---|
| 1 - 6 | 80 % → 120 MW | 60 % → 90 MW |
| 7 - 18 | 80 % → 120 MW | 80 % → 120 MW |
| 19 - 22 | 100 % → 150 MW | 100 % → 150 MW |
| 23 - 24 | 80 % → 120 MW | 80 % → 120 MW |

En la Figura 4.20 se observa como se comporta la curva de generación total de las tres centrales durante un día promedio durante el verano y para la semana de simulación, como observamos el comportamiento de un día a otro es el mismo, por lo que posee estacionalidad.

www.bdigital.ula.ve

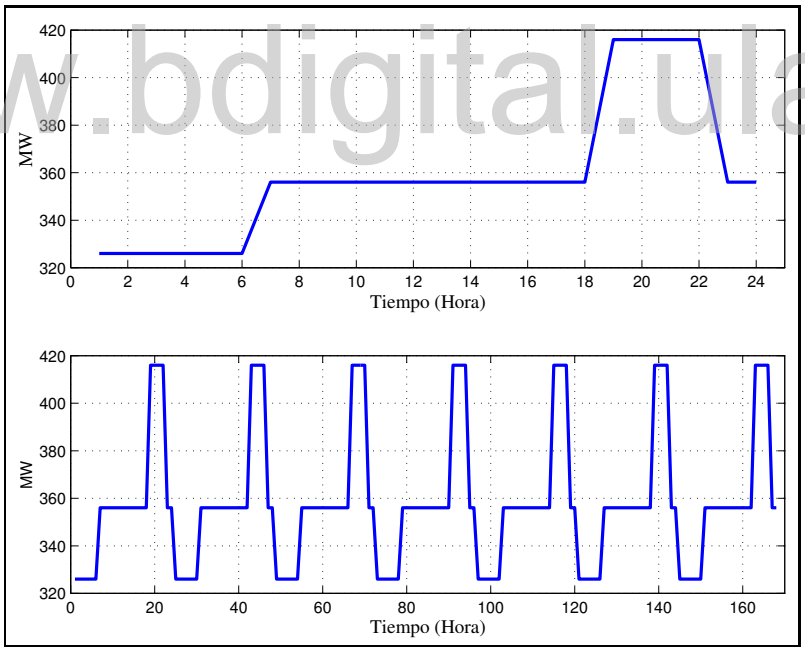



Figura 4.20: Promedio Generación de Energía. Escenario 1

En la Figura 4.21 se puede ver la curva del promedio de la carga demandada y la

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

carga generada por las tres centrales en estudio durante las 24 horas del día por un período de simulación de una semana, además se observa graficamente que a pesar que la curva de generación tiene la misma estructura aproximadamente igual que la curva de demanda, siempre existe un déficit de energía durante toda la simulación de aproximadamente 200 MW, que se supone que será la cantidad de MW-H a importar desde el Sistema Interconectado Nacional.

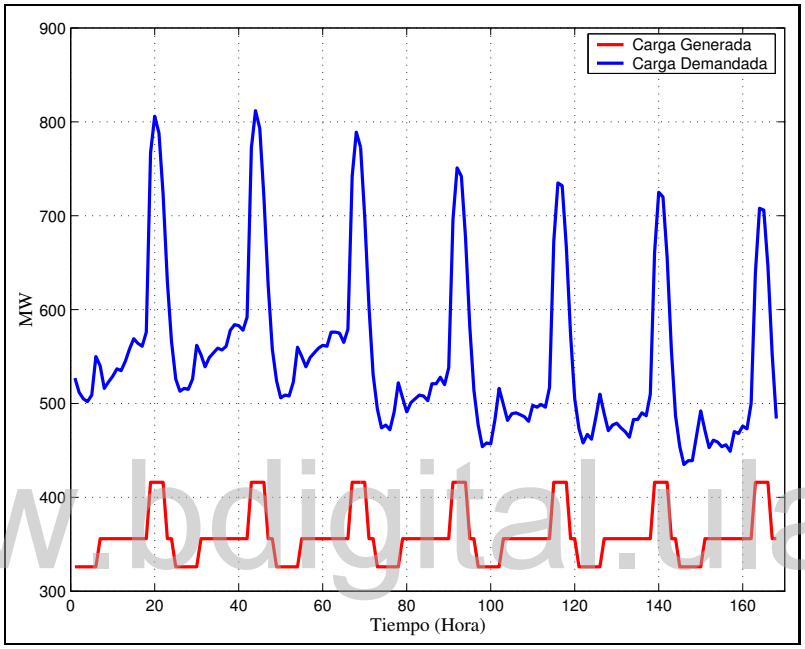



Figura 4.21: Potencia Demandada y Generada. Escenario 2

www.bdigital.ula.ve

En conclusión, en época de verano normal, las centrales pueden generar 8,604 GW-H diarios, esto equivale a 3,739 GW menos que los registrados en época de lluvia (Escenario 1).

Aproximadamente puede generar 60,228 GW-H semanales y por condiciones del nivel de agua, no es recomendable simular o realizar un pronóstico de la generación por más de una semana debido a que el Embalse Uribante llega a cota mínima de capacidad, por lo que sería necesario parar las máquinas y la potencia generada cambiaría.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

6. **Potencia a Importar**

Según las estadíticas arrojadas por ARENA y por lo que ocurre en la realidad, se hace necesario la importanción constante de carga desde otras regiones del país, ya que las centrales hidroeléctricas no estan cubriendo la carga demandada, ahora bien, como se ha dicho en las delimitaciones del estudio en el Capítulo 1, aquí no se incluye la generación de la Planta Térmica por lo que no todos estos MW deben ser importados desde el Guri.

| Promedio (MW-H) | Varianza | Intervalo de Confianza | |
|---|---|---|---|
| | | Inferior | Superior |
| 206,5000 | 145,7759 | 202,1795 | 210,8205 |
| 190,6333 | 151,6195 | 186,2271 | 195,0395 |
| 188,8333 | 136,3506 | 184,6549 | 193,0118 |
| 185,9333 | 100,0644 | 182,3538 | 189,5129 |
| 198,2333 | 109,4264 | 194,4901 | 201,9766 |
| 236,9000 | 125,8862 | 232,8851 | 240,9149 |
| 189,7333 | 158,2023 | 185,2325 | 194,2342 |
| 172,2333 | 162,1161 | 168,6651 | 175,8016 |
| 181,8667 | 196,1885 | 178,1241 | 185,6092 |
| 183,1333 | 243,8437 | 179,1817 | 187,0850 |
| 183,9000 | 255,4034 | 179,9023 | 187,8977 |
| 188,2000 | 242,5103 | 184,2538 | 192,1462 |
| 193,0000 | 232,8966 | 189,0935 | 196,9065 |
| 206,1333 | 209,2230 | 202,3301 | 209,9366 |
| 211,6333 | 219,3437 | 207,7849 | 215,4817 |
| 212,1667 | 216,7644 | 208,3296 | 216,0037 |
| 207,7667 | 221,6333 | 203,9083 | 211,6251 |
| 227,8333 | 216,0057 | 223,9996 | 231,6670 |
| 337,8333 | 192,4885 | 334,1085 | 341,5581 |
| 384,2333 | 230,8747 | 380,3353 | 388,1314 |
| 372,8000 | 276,0966 | 368,7237 | 376,8763 |
| 306,0333 | 310,2402 | 301,8365 | 310,2302 |
| 274,2333 | 307,0816 | 270,0472 | 278,4195 |
| 212,5667 | 286,4609 | 206,5102 | 218,6231 |

Tabla 4.21: Estadísticas de la Potencia a importar. Escenario 2

Para calcular el promedio del déficit de energía durante las 24 horas del día, se es-

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

tudiaron las 30 replicas hechas y los resultados del mismo se pueden ver en la Tabla 4.21.

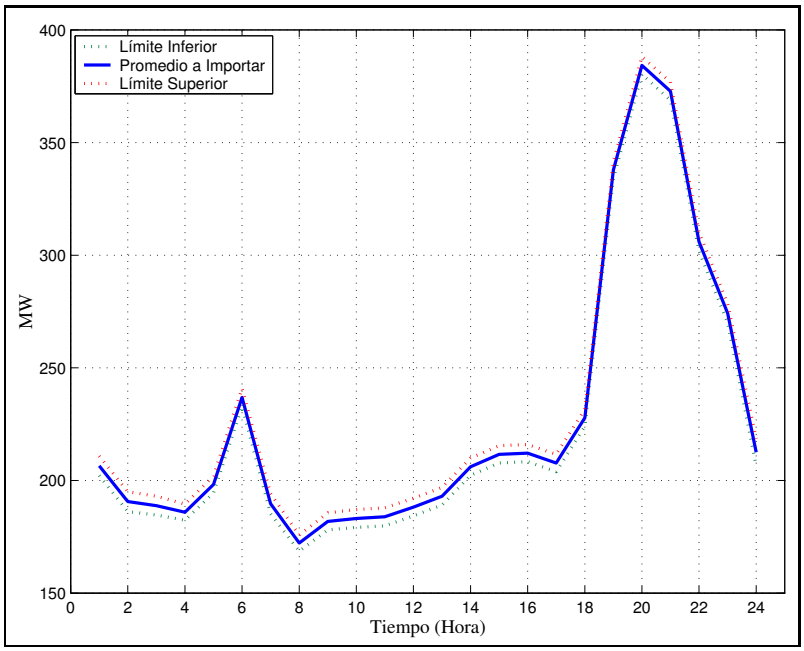



Figura 4.22: Potencia a Importar e Intervalo de Confianza. Escenario 2

www.bdigital.ula.ve

En la Figura 4.22 podemos observar el comportamiento promedio de la carga a importar desde otras regiones a través del Sistema Interconectado Nacional hasta el occidente del país, durante las 24 horas del día y su intervalo de confianza con un nivel del 95 % de confianza, donde vemos que la cantidad máxima a comprar puede alcanzar un valor de 400 MW.

En verano se tendría que importar MW constantemente como era de esperarse, por lo que en promedio se debe comprar 5,4523 GW-H diarios, lo que equivale a 4,3463 GW más que en época de lluvia (escenario 1) y semanalmente se debería importar 38,1663 GW-H, mensualmente se comprarian 152,665 GW-H, sin contar que tenga que comprarse más MW si se llegara a racionar la electricidad a mitad de mes, por lo tanto la compra de estos GW tendrían un costo de aproximadamente 3.419 millones de Bolívares mensualmente, a un precio de 22,4 Bs/KW-H.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

### 4.3.3. Escenario 3: Epoca de sequía extrema con niveles de agua adecuados

1. **Nivel de Agua de los Embalses**

| Central | Promedio (m.s.n.m.) | Valor Mínimo | Valor Máximo |
|---|---|---|---|
| JAP | 1.577,96 | 1.561,0592 | 1.588,6385 |
| JAR | 258,86 | 258,5221 | 259,1836 |
| LRP | 1.087,12 | 1.078,4008 | 1093,4795 |

Tabla 4.22: Estadísticas de la Cota del Nivel de Agua. Escenario 3

- **Embalse Santo Domingo**

  En la Tabla 4.22 podemos ver los resultados del nivel de agua de los embalses, para el Embalse Santo Domingo (Central Gral. José A. Páez).

www.bdigital.ula.ve

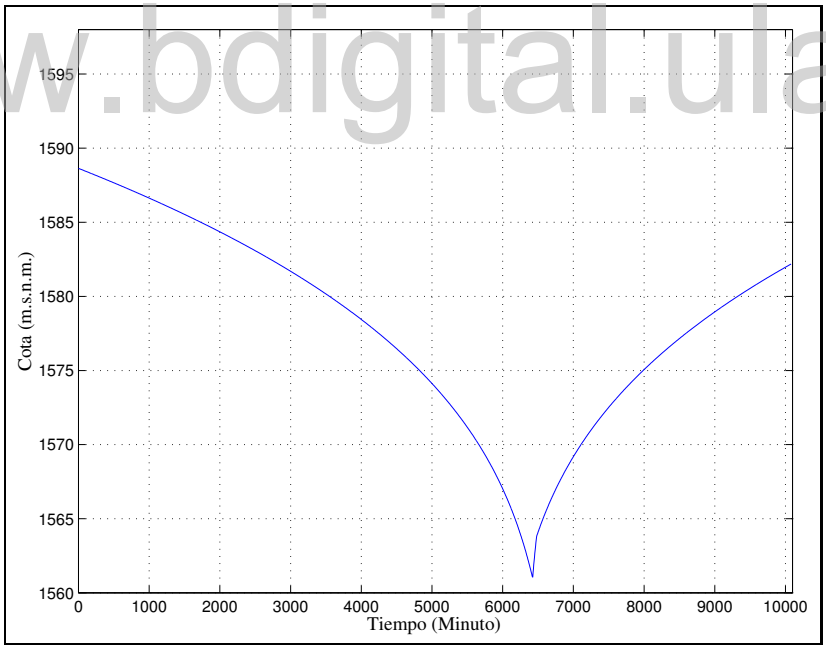



Figura 4.23: Nivel de Agua Embalse Santo Domingo. Escenario 3

También se observa que la cota del nivel de agua llega a su cota mínima de

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

funcionamiento (1.561 m.s.n.m.), lo que significa que se debe cerrar el paso de agua por las turbinas y apagar las máquinas para lograr, esto es lógico que ocurra ya que el caudal de entrada al mismo es menor que el caudal hecho pasar por las turbinas.

En la Figura 4.23 se puede ver que aproximadamente al cuarto día el nivel de agua de este embalse llega a cota critica a razón de $4,24x10^{-3}$ metros por segundo aproximadamente, trabajando al 30 % de su capacidad total, es decir 2 máquinas generando 36 MW-H.

A partir de ese momento el sistema experto disminuye el caudal de agua que pasa por las turbinas y la central comienza a trabajar al 15 % de su capacidad (1 máquina generando 18 MW-H), por ende la cota de agua comienza a subir a razón de $5,901x10^{-3}$ metros por segundo, mayor que la taza de bajada.

- **Embalse Boconó-Tucupido**

www.bdigital.ula.ve

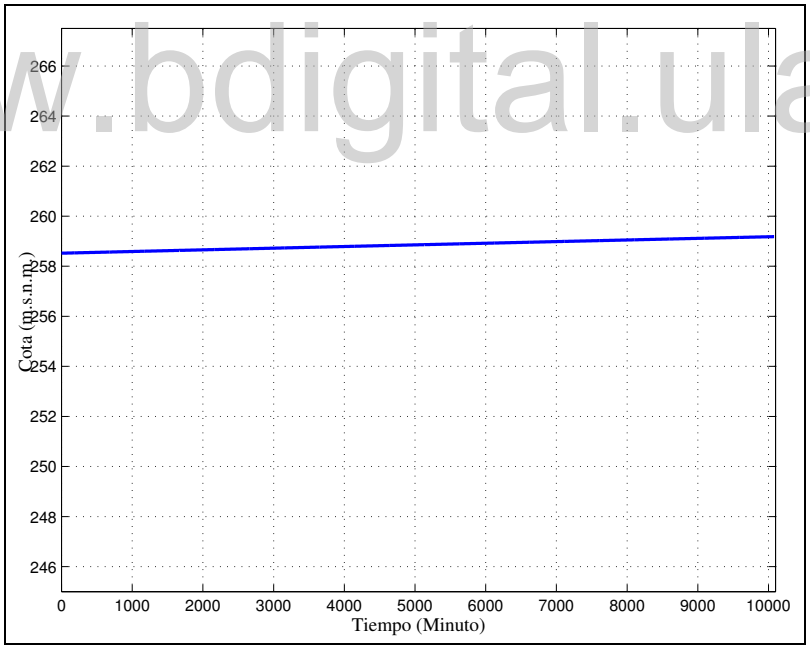



Figura 4.24: Nivel de Agua Embalse Boconó-Tucupido. Escenario 3

Los resultados para la Central Juan Antonio Rodríguez, arrojan que el nivel de

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

agua de su embalse (Embalse Boconó-Tucupido) aumentó nuevamente como en los escenarios anteriores, a pesar de que la misma funcionó al 100 % de su capacidad durante toda la semana de simulación.

En las replicas hechas por ARENA se registró una cota máxima de 259,1836 m.s.n.m., es decir 0,6615 metros por encima del valor inicial de la cota al inicio de la semana como se puede ver en la Figura 4.24, a una razón de $6,563x10^{-5}$ metros por segundo en promedio.

Según las estadisticas, el nivel de agua del Embalse registró una cota promedio de 259,1836 m.s.n.m. lo quiere decir que se mantuvo el embalse en un 96,77 % aproximadamente de su capacidad de almacenamiento.

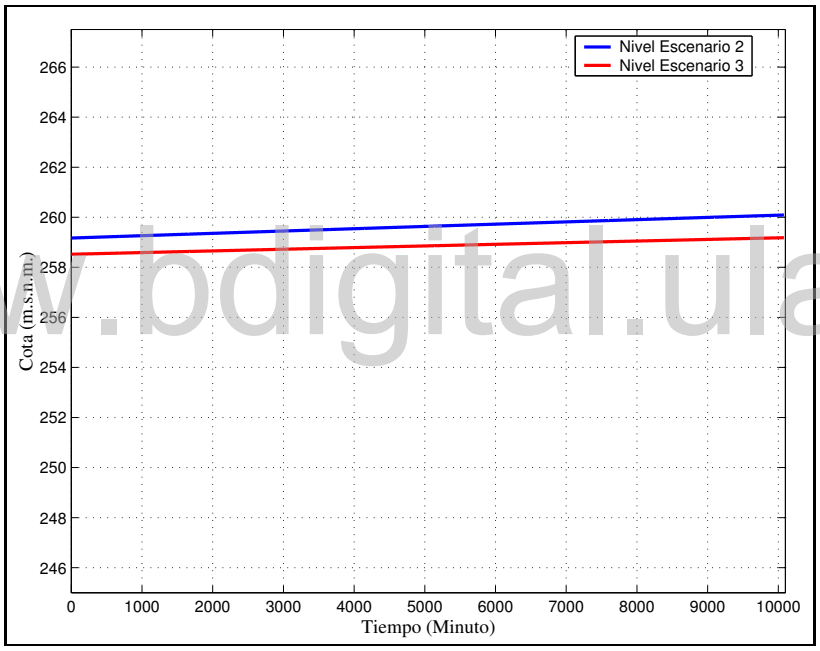



Figura 4.25: Nivel de Agua Embalse Boconó-Tucupido. Escenario 2 y 3

Si se comparan los resultados de la cota del embalse de este escenario con la del escenario 2 (época de verano normal), se puede observar (ver Figura 4.25) que en este escenario la cota final es 0,906 metros menor que la anterior y sigue l misma tendencia.

En general y según los resultados obtenidos, se puede decir que en época de

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

sequía extrema el Embalse Boconó-Tucupido puede mantener una generación constante de 80 MW-H, aunque el caudal de agua disminuya considerablemente, lo que representa un indicativo importante que la misma no debería sufrir grandes consecuencias en largos períodos de sequía.

- **Embalse Uribante**

  En la Figura 4.26 se puede ver el comportamiento del nivel de agua para la época de sequía extrema.

  Según las estadisticas la cota mantuvo un promedio de 1.087,12 metros (99 % de la capacidad total de almacenamiento), registrando un valor mínimo de 1.078,4008 metros (98,21 % de la capacidad del embalse) y un máximo de 1.093,4795 metros (cota al inicio de la simulación), por lo que bajo un promedio de 15,1 metros aproximadamente a razón de $1,495x10^{-3}$ metros por segundo, cifra alarmante para tan sólo una semana de generación.

  A pesar de que esta central es la principal generadora del sistema y que la misma generó 243 MW-H en promedio, es decir trabajó aproximadamente al 81 % de su capacidad durante toda la semana, los riesgos de llegar a la cota mínima establecida son muy grandes para un período seco, por lo que se hace necesario disminuir la generación de la misma y racionalizar el consumo de agua.

www.bdigital.ula.ve

2. **Potencia Generada por las Centrales**

   En la Figura 4.27 se puede ver el promedio de la potencia generada en total de las tres centrales hidroeléctricas, durante las 168 horas de la semana de simulación para este escenario.

   Se generó, en promedio, para cada hora 352 MW durante la semana de funcionamiento, para un total de 59.148 MW-H semanales, registrando un valor máximo de potencia de 416 MW (generación máxima permitida por el Sistema Experto para este escenario) y un valor mínimo de potencia de 308 MW para finales de la semana.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

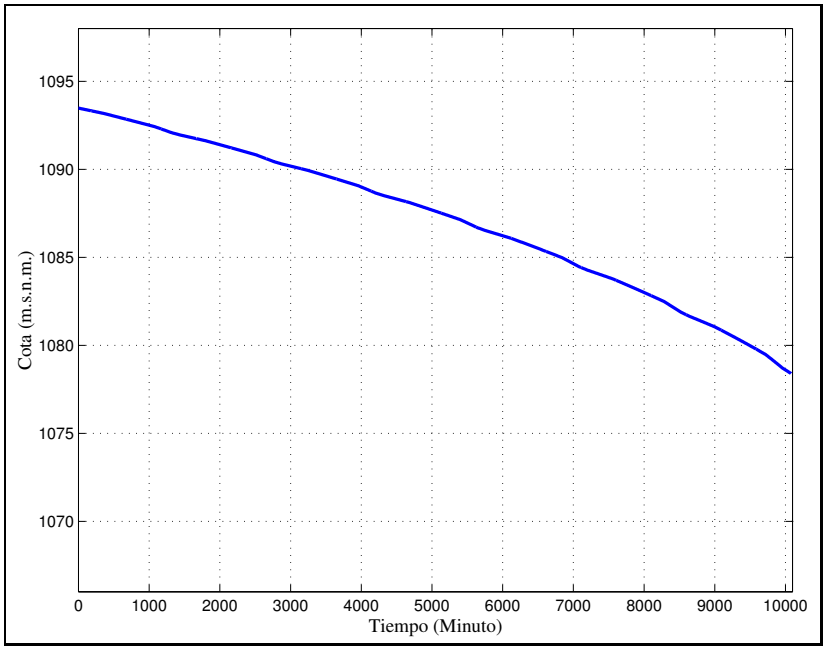



Figura 4.26: Nivel de Agua Embalse Uribante. Escenario 3

En la figura se puede ver que en los últimos días de la semana de simulación aproximadamente, el comportamiento de la curva de generación no es igual que en principio de la semana y pierde la estacionalidad que presentaba, esto es debido a que una turbomáquina de la Central José Antonio Páez sale de funcionamiento y disminuye la potencia que se está generando.

www.bdigital.ula.ve

La Central José Antonio Páez tuvo una generación de 29,571 MW-H durante la semana, sin embargo, los primeros cuatro días de la semana, ésta generó una potencia constante de 36 MW-H, hasta que el nivel de agua del embalse disminuyó hasta la cota mínima de funcionamiento (ver Figura 4.28) en la hora 107, por lo que se hace necesario disminuir la cuota de generación por parte de esta central para recuperar el nivel de agua del Embalse Santo Domingo, haciendo que el caudal turbinado o consumido sea menor que el caudal de entrada al embalse.

La Central Juan Antonio Rodríguez mantuvo una generación constante de 80 MW durante todo el período de simulación, es decir que cada hora esta central generaba

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

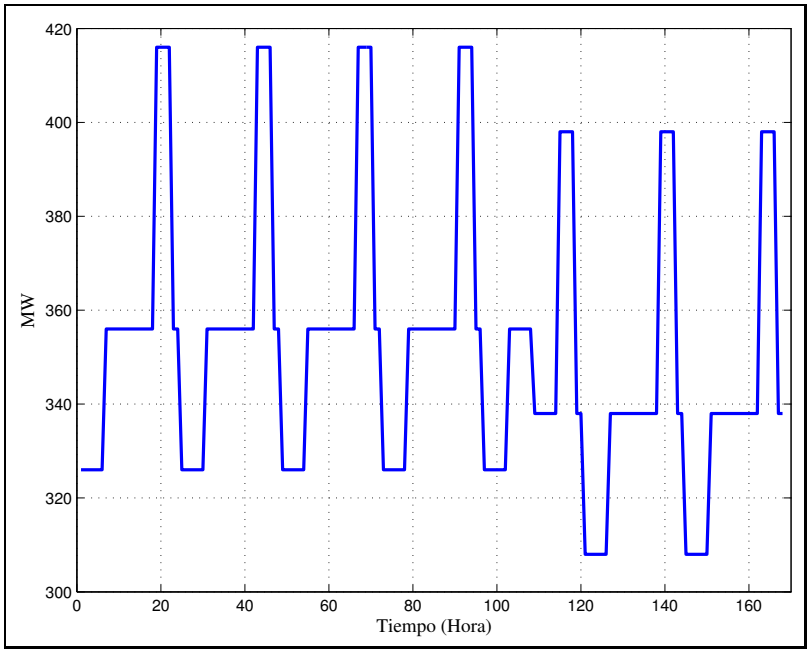



Figura 4.27: Potencia Generada por las Centrales. Escenario 3

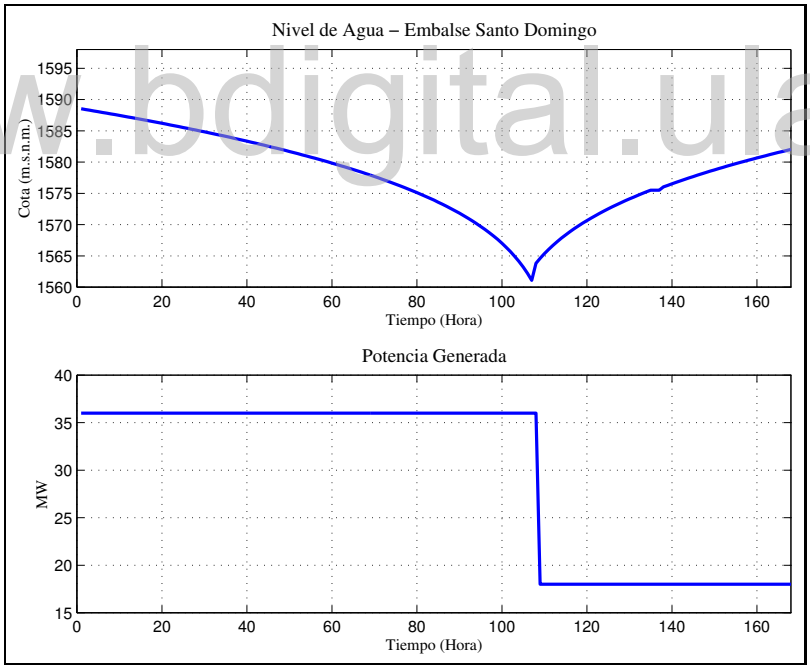



Figura 4.28: Nivel de Agua y Potencia Generada - Central JAP. Escenario 3

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

el 22,73 % de la generación total aproximadamente.

La Central Leonardo Ruiz Pineda tuvo una generación variada según el horario de funcionamiento creado por el sistema experto para época de verano, ya que como se ha mencionado, en esta época el proceso de generación debe tratarse con especial cuidado.

En la Figura 4.29 se puede ver la curva de la potencia generada en total por las centrales hidroeléctricas y la curva de la potencia demandada para este escenario, las cuales se encuentran bastante separadas, sin embargo la generación trata de seguir la misma tendencia de la de demanda, según las horas pico del día.

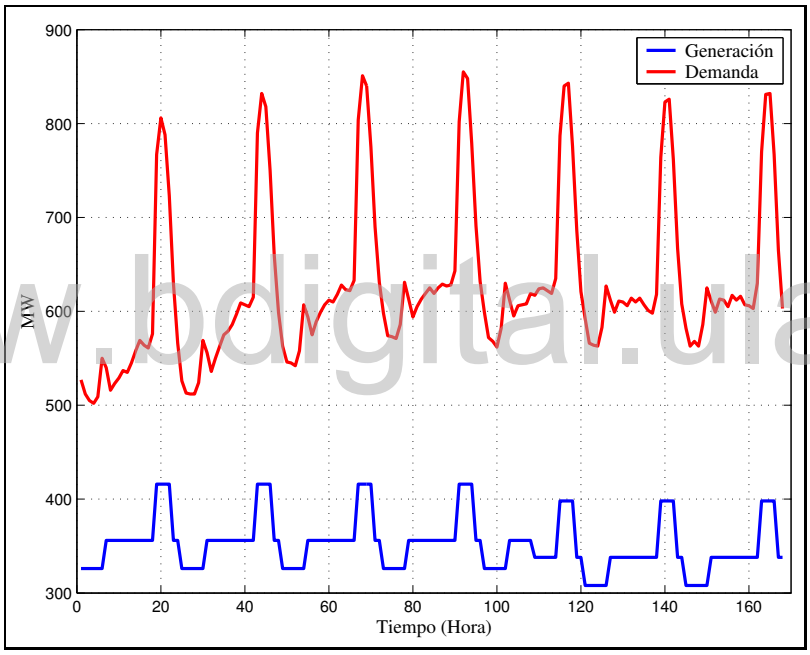



Figura 4.29: Potencia Generada y Demandada. Escenario 3

www.bdigital.ula.ve

3. **Potencia a Importar**

Es lógico pensar que si los caudales de aporte de agua por parte de los ríos a los embalses y el nivel de agua de los mismos bajan más de lo normal por consecuencia de un verano extremo, es poca la generación que estas pueden lograr hacer sin arriesgar

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

el equilibrio del sistema, por lo que es inevitablemente necesario la importación de potencia desde el Guri.

En la Tabla 4.23 se observa la cantidad promedio de MW-H a importar, es decir la cantidad promedio de potencia en déficit durante las 24 horas de un día promedio, para satisfacer la demanda de energía bajo las condiciones de este escenario, junto con el Intervalo de Confianza del mismo con un nivel del 95 % de confianza. Ver Figura 4.30.

| Promedio (MW-H) | Varianza | Intervalo de Confianza | |
|---|---|---|---|
| | | Inferior | Superior |
| 206,5000 | 93,0069 | 203,1490 | 210,0510 |
| 190,0333 | 85,0678 | 186,7329 | 193,3338 |
| 187,4333 | 72,8747 | 184,3786 | 190,4881 |
| 185,0667 | 95,8575 | 181,5649 | 188,5702 |
| 197,9333 | 149,0299 | 193,5649 | 202,3017 |
| 236,2667 | 185,9954 | 231,3865 | 241,1469 |
| 188,1667 | 200,6954 | 183,0973 | 193,2361 |
| 170,9000 | 208,8517 | 167,0985 | 174,7015 |
| 181,5667 | 215,1506 | 177,7368 | 185,3966 |
| 183,4667 | 284,1195 | 179,3611 | 187,5723 |
| 186,6000 | 322,0414 | 182,3638 | 190,8362 |
| 191,1000 | 337,6793 | 186,8133 | 195,3867 |
| 197,8667 | 337,9816 | 193,5790 | 202,1544 |
| 211,0333 | 319,4126 | 206,8058 | 215,2609 |
| 215,0333 | 278,0333 | 208,7210 | 217,0790 |
| 212,9000 | 304,9897 | 208,7210 | 217,0790 |
| 207,8000 | 274,7862 | 203,7286 | 211,8714 |
| 228,0000 | 261,5862 | 223,9784 | 232,0216 |
| 338,4667 | 259,7747 | 334,4520 | 342,4813 |
| 386,5000 | 255,2931 | 382,5028 | 390,4972 |
| 374,8667 | 258,3264 | 370,8576 | 378,8757 |
| 307,1333 | 263,9126 | 303,1028 | 311,1639 |
| 276,4000 | 260,3862 | 272,3830 | 280,4170 |
| 216,8000 | 259,1310 | 211,0397 | 222,5603 |

Tabla 4.23: Estadísticas de la Potencia a Importar. Escenario 3

A partir de los resultados obtenidos para este escenario, se puede decir que en un

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

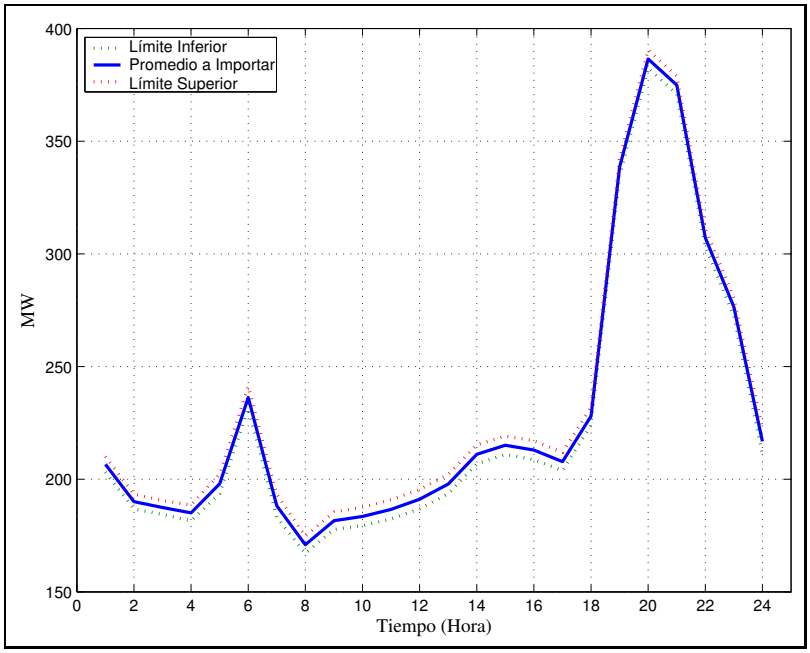



Figura 4.30: Potencia a Importar. Escenario 3

período de sequía extrema donde el caudal de agua promedio (en época de verano) disminuye considerablemente, se debe importar 5,4779 GW-H diarios aproximadamente.

www.bdigital.ula.ve

Si se desea planificar la importación de energía eléctrica a mediano plazo, se considera que se debe importar aproximadamente 38,3455 GW-H, lo que equivale a una inversión aproximadamente de Bs. 3.435 millones por parte de CADAFE, para satisfacer la demanda de energía por un mes sólo para el occidente del país.

En la Figura 4.31 se pueden comparar los resultados de la cantidad de MW a importar en el período de verano normal con los resultados del Escenario 3, en el cual podemos ver que la diferencia no es grande y las curvas se asemejan bastante, así se puede decir que la cantidad de MW a importar se mantiene aproximadamente constante a pesar que los aportes de agua disminuyan.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

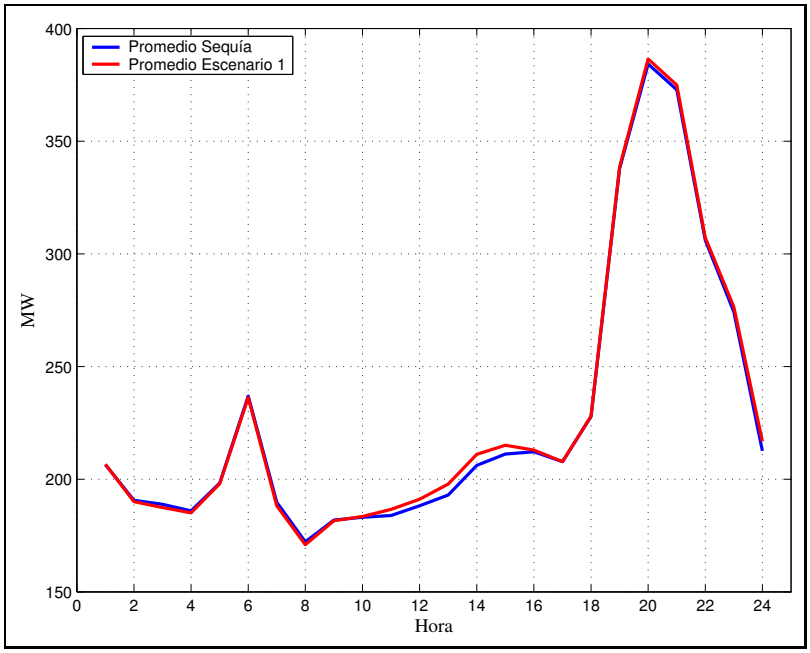



Figura 4.31: Promedio Potencia a Importar del Escenario 1 y Escenario 3

### 4.3.4. Escenario 4: Epoca de sequía con niveles de agua bajos

www.bdigital.ula.ve

Para este escenario los resultados obtenidos son los siguientes:

1. **Nivel de Agua de los Embalses**

   Nuevamente en este escenario se hace necesario el estudio de esta variable ya que es una de las más importantes en el proceso de generación de energía eléctrica de una central hidroeléctrica y la limitante en cuando a la planificación de energía eléctrica.

   En este escenario el nivel de agua de los emabalses se redujo en un 1 % de las cotas originales en época de verano, con el fin de estudiar cuanto es posible generar en una central en un período largo de sequía.

   En la Tabla 4.24 se pueden ver los resultados obtenidos en las réplicas para este escenario.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

| Central | Promedio (m.s.n.m.) | Valor Mínimo | Valor Máximo |
|---|---|---|---|
| JAP | 1.576,01 | 1.575,3062 | 1.576,6938 |
| JAR | 257,1 | 256,5783 | 257,6069 |
| LRP | 1.073,27 | 1.060,1026 | 1085,2578 |

Tabla 4.24: Estadísticas de la Cota del Nivel de Agua. Escenario 4

En la tabla se puede ver los promedios de los resultados de las réplicas[7] .

- **Embalse Santo Domingo**

  Este embalse mantuvo una cota promedio de 1.576,01 m.s.n.m., aproximadamente 16,37 metros menos que en época de verano normal (escenario 2), registrando un nivel mínimo de 1.576,6938 (en promedio el valor final de la semana de simulación) y un valor máximo de 1.575,3062 metros sobre el nivel del mar, el cual es el valor inicial de la cota al principio de la semana de simulación.

  El comportamiento del nivel de agua del Embalse Santo Domingo durante la semana de simulación se puede ver en la Figura 4.32, la cual tiende a bajar lentamente (aproximadamente 1,3876 metros) hasta el final de la semana, a razón de $1,377x10^{-4}$ metros por segundo.

  Según los resultados, esta Central tuvo un caudal de agua turbinado constante de 5,25 $m^3/seg$, es decir se consumío 0,0417 $m^3/seg$ más de lo que entró al embalse aproximadamente.

  En general, la central sólo puede generar 36 MW-H durante la semana programada, es decir, debe trabajar al 30 % de su capacidad (2 máquinas trabajando al 15 % cada una o 1 máquinas trabajando al 30 %), para que al final de la semana el embalse tenga el 98,58 %. Si se simula el modelo con estas mismas condiciones por un período de un mes, el nivel de agua puede bajar hasta 5,5504 metros aproximadamente, llegando a una cota de 1.571,1434 metros, es decir

[7] Se debe aclarar que no se estudió la varianza de la muestra en este escenario, ya que durante la simulación se consumió la misma cantidad de agua diariamente y por ende se hacia constante los resultados

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

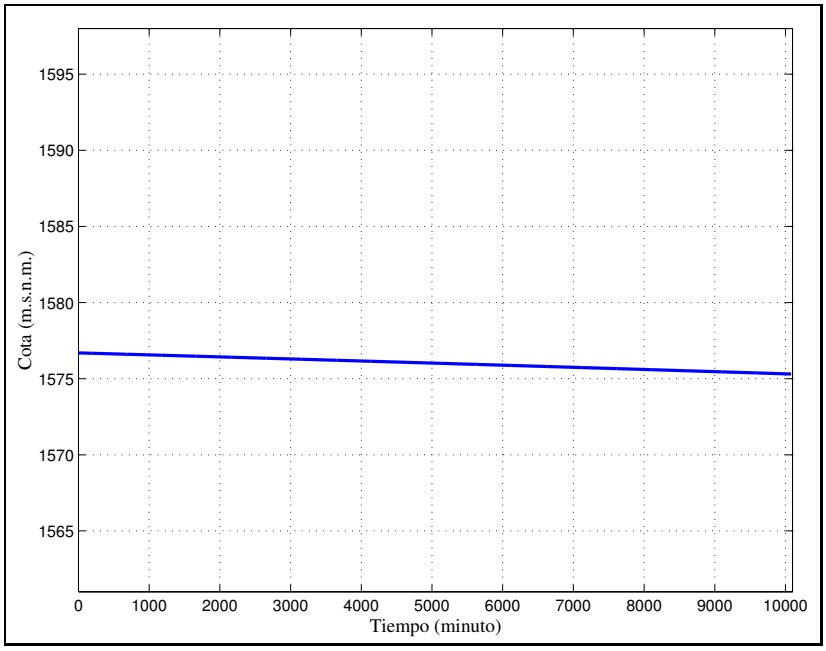



Figura 4.32: Nivel de Agua del Embalse Santo Domingo. Escenario 4

el 98,32 % de la capacidad máxima del embalse, por lo que se puede decir que ésta central puede aumentar su funcionamiento en las horas pico del día donde la demanda de energía aumenta.

www.bdigital.ula.ve

- **Embalse Boconó-Tucupido**

  Con respecto al Embalse Boconó-Tucupido, la cota del nivel de agua aumentó 1,3 metros aproximadamente, alcanzando una cota máxima promedio de 257,6069 m.s.n.m. al final de la simulación, es decir que la cota aumentó a razón de $1,02x10^{-4}$ m/seg (ver Figura 4.33) durante la semana, registrando un valor de cota mínima de 256,5783 m.s.n.m., para un promedio general de 257,1 m.s.n.m., esto quiere decir que en promedio el embalse mantuvo el 96,11 % de su capacidad total.

  Es indudable que en todas las replicas y escenarios estudiados, el nivel de agua de este embalse tiende a subir a pesar que la misma trabaje al 100 % de su capacidad durante todo el tiempo de simulación y manteniendo un consumo de

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

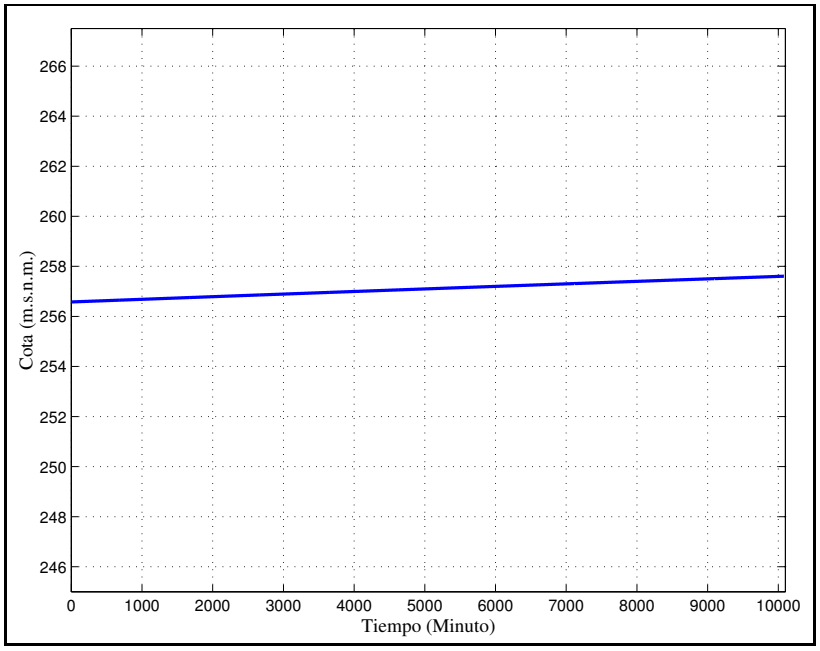



Figura 4.33: Nivel de Agua del Embalse Boconó-Tucupido. Escenario 4

agua constante de 7,6 $m^3/seg$, a partir de esto se puede decir que en un mes de funcionamiento de la Central Juan Antonio Rodríguez a su capacidad máxima, el nivel puede aumentar hasta 5,2 metros aproximadamente, llegando alcanzar una cota de 262,8069 m.s.n.m., es decir el 98,25 % de la capacidad del embalse.

www.bdigital.ula.ve

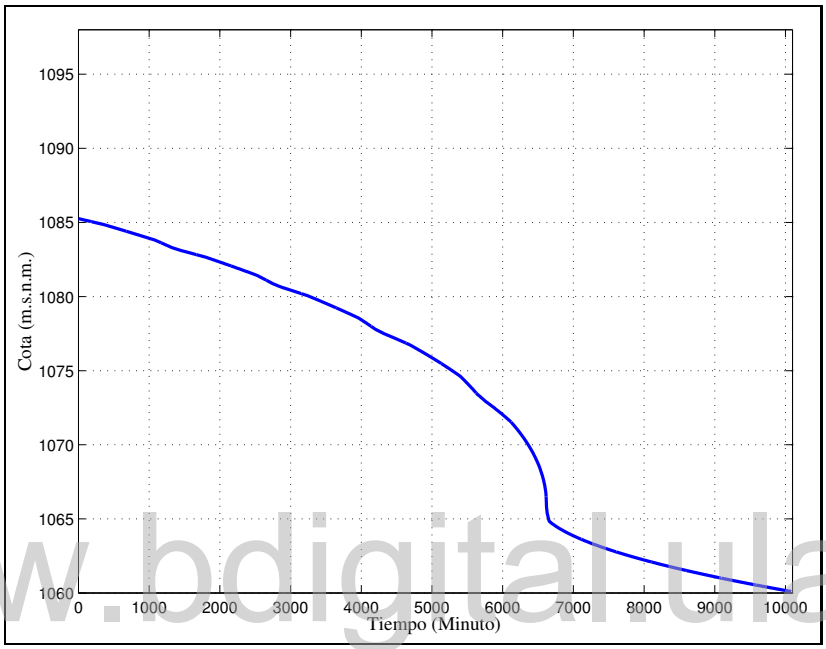
- **Embalse Uribante**

  El nivel de agua del Embalse Uribante presentó una cota promedio de 1.073,27 m.s.n.m., 18,4 metros menos que el nivel registrado en el período de verano normal (escenario 2), llegando a registrar una cota mínima de 1.060,1026 m.s.n.m. (seis metros por debajo de la cota mínima establecida para este embalse) y alcanzando un nivel máximo de 1.085,2578 m.s.n.m., la cual es la cota inicial de la simulación, por lo que en promedio el nivel bajo 25,1552 metros en una semana.

  En la Figura 4.34 se puede observar que el nivel de agua tiende a bajar rapidamente hasta el quinto día aproximadamente a una taza de $2,979x10^{-3}$ metros

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

por segundo hasta llegar a la cota mínima de funcionamiento de la misma (1.066 metros), luego el nivel tiende a estabilizarse y baja seis metros más, hasta llegar a la cota mínima de 1.060,1026 m.s.n.m. al final de la semana de simulación a una taza de $1,83x10^{-3}$ metros por segundo, a pesar que el sistema no deba permitir que siga funcionando la central.




www.bdigital.ula.ve

Figura 4.34: Nivel de Agua del Embalse Uribante. Escenario 4

Este descenso del nivel de agua después que el sistema detecta que el mismo pasa de su cota mínima es debido a que el sistema no reacciona y permite que se turbine más cantidades de agua al estar una máquina encendida, por otra parte es probable que el sistema permitiera el encendido de la máquina justo cuando el nivel pasaba por este valor y por ende no lo detectó.

2. **Potencia Generada por las Centrales**

La potencia generada por las centrales durante la semana de simulación para este escenario, presenta una disminución drástica al final de la semana, ya que la Central Leonardo Ruiz Pineda saca de servicio una de sus máquinas y deja trabajando a una

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

a sólo el 40 % de su capacidad, debido a que el nivel de agua del embalse llega a cota mínima de funcionamiento. Ver Figura 4.35.

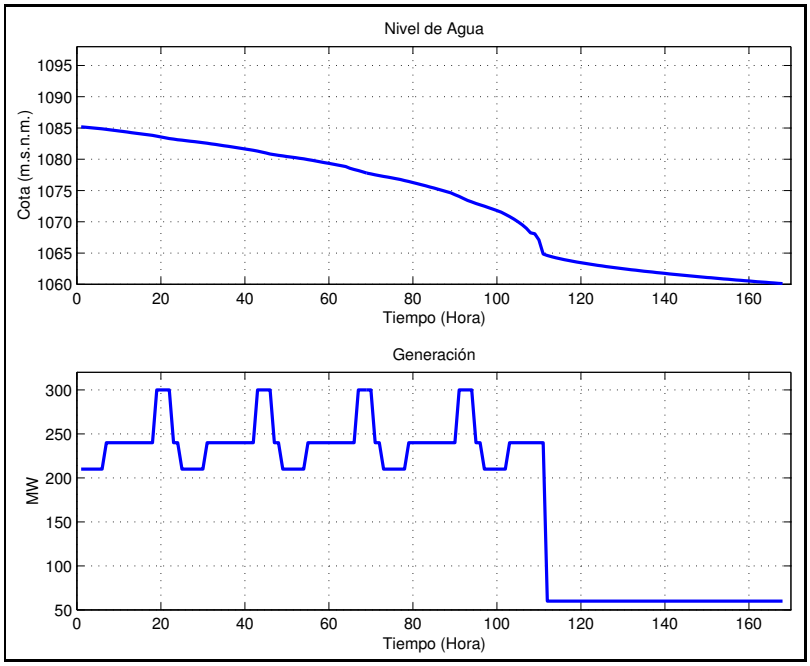



Figura 4.35: Nivel de Agua y Generación - Central LRP. Escenario 4

www.bdigital.ula.ve

Con respecto a las demás centrales su generación es constante durante toda la simulación, es decir, tanto la Central José A. Páez como la Juan A. Rodríguez mantienen una generación de 36 y 80 MW-H respectivamente, por lo tanto las variaciones de la potencia generada se deben a los cambios en la planificación de la Central Leonardo Ruiz Pineda como se ve en la Figura 4.36.

Según estos resultados las centrales generaron en promedio 8,604 GW-H diarios, divididos en 864 MW-H diarios por parte de la Central José A. Páez, 1.920 MW-H diarios por la Central Juan A. Rodríguez y por último 5.820 MW-H diarios por parte de la Central Leonardo Ruiz Pineda, alcanzando un máximo de generación total aportada al sistema eléctrico de 416 MW-H entre las horas 19:00 y 22:00, y un mínimo de 308 MW-H al final de la simulación.

En este escenario la demanda de energía no es satisfecha por la potencia generada por

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

las centrales (ver Figura 4.36), como en los escenarios 2 y 3, ya que se encuentran en época de verano y en la mismas, el uso de las centrales debe ser especial.

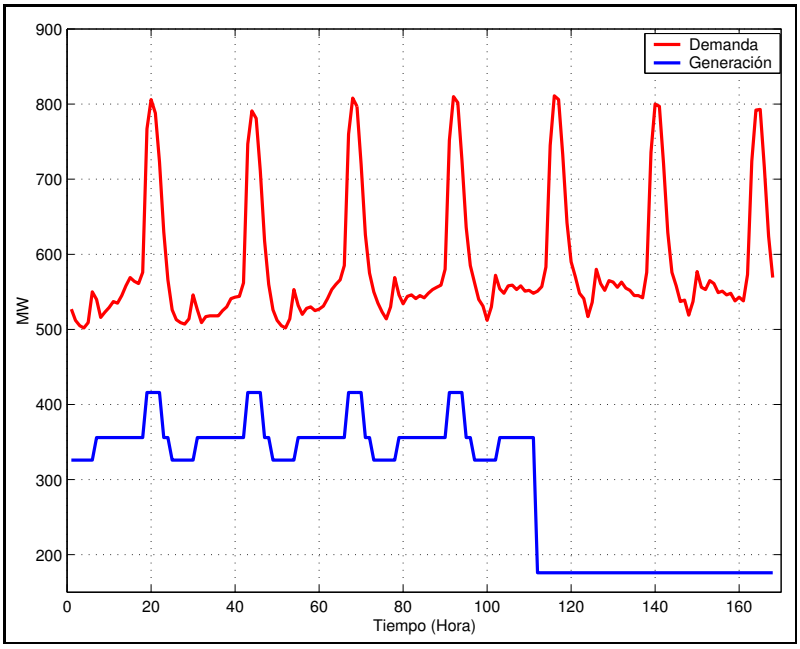



Figura 4.36: Potencia Generada y Demandada. Escenario 4

www.bdigital.ula.ve

### 4.3.5. Escenario 5: Aumento de la capacidad instalada de las Centrales

Para este último escenario se cambiaron las unidades generadoras de la Central Juan A. Rodríguez por 2 máquinas de 150 MW cada una, los resultados obtenidos son:

1. **Nivel de Agua de los Embalses**

   - **Embalse Santo Domingo**

     El embalse Santo Domingo no se ve afectado en cuanto al nivel de agua, sino por el contrario tiende a subir como podemos ver en la Figura 4.37 a razón

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

| Central | Promedio (m.s.n.m.) | Valor Mínimo | Valor Máximo |
|---|---|---|---|
| JAP | 1.597,57 | 1.586,08 | 1.598,07 |
| JAR | 258,76 | 257,75 | 259,68 |
| LRP | 1.089,775 | 1.088,18 | 1.090,25 |

Tabla 4.25: Estadísticas de la Cota del Nivel de Agua. Escenario 5

de $1,008x10^{-2}$ metros por segundo, hasta llegar a su cota máxima de capacidad (1.598,07 m.s.n.m.), registrando una cota mínima de 1.586,08 metros, cota inicial de la simulación para este escenario.

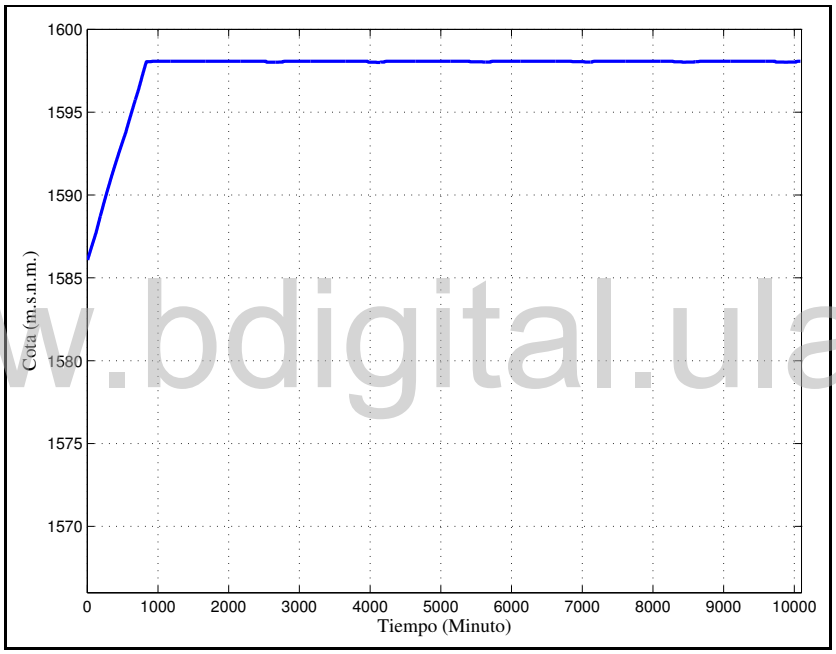



Figura 4.37: Nivel de Agua Embalse Santo Domingo. Escenario 5

www.bdigital.ula.ve

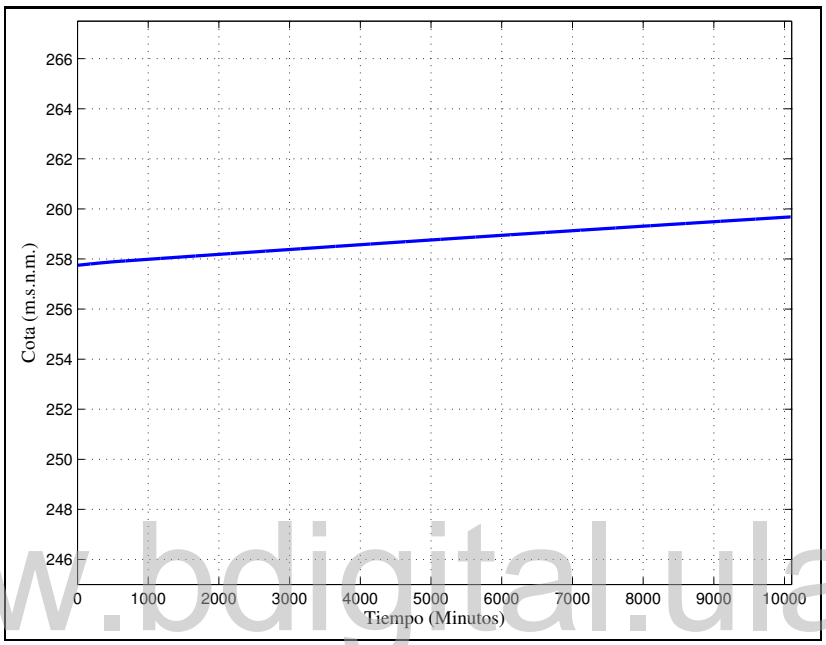
A partir de estos resultados se puede decir que sólo en época de lluvia se pueden encender las cuatro máquinas al 100 % de su capacidad[8] sólo en las horas pico donde la demanda de energía es más alta.

- **Embalse Boconó-Tucupido**

[8] En la realidad no funcionan todas las turbinas instaladas en la casa de máquinas de la Central José A. Páez

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Este embalse mantuvo una cota promedio durante la semana de 258,76 m.s.n.m., es decir, que para este escenario el embalse represó un 96,73 % de la capacidad máxima, subiendo aproximadamente 1,93 metros hasta el final de la simulación (259,68 metros) a una taza de $3,19x10^{-6}$ metros por segundo. Ver Figura 4.38.




www.bdigital.ula.ve

Figura 4.38: Nivel de Agua Embalse Boconó-Tucupido. Escenario 5

A partir de este resultado se puede afirmar que la Central Juan A. Rodríguez puede aumentar su capacidad instalando dos nueva unidades de generación de 150 MW, sin que se corra el riesgo de que baje drásticamente el nivel de agua en época de lluvia donde el caudal de agua entrante al embalse es lo suficientemente alto.

- **Embalse Uribante**

  Por otra parte, el Embalse Uribante que abastece a la Central Leonardo Ruiz Pineda no sufre consecuencias durante el proceso de generación como se observa en la Figura 4.39, y se mantiene constante durante la semana de simulación alcanzando una cota promedio de 1.089,775 m.s.n.m., lo que equivale al

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

99,25 % de la capacidad del embalse (ver Tabla 4.25).

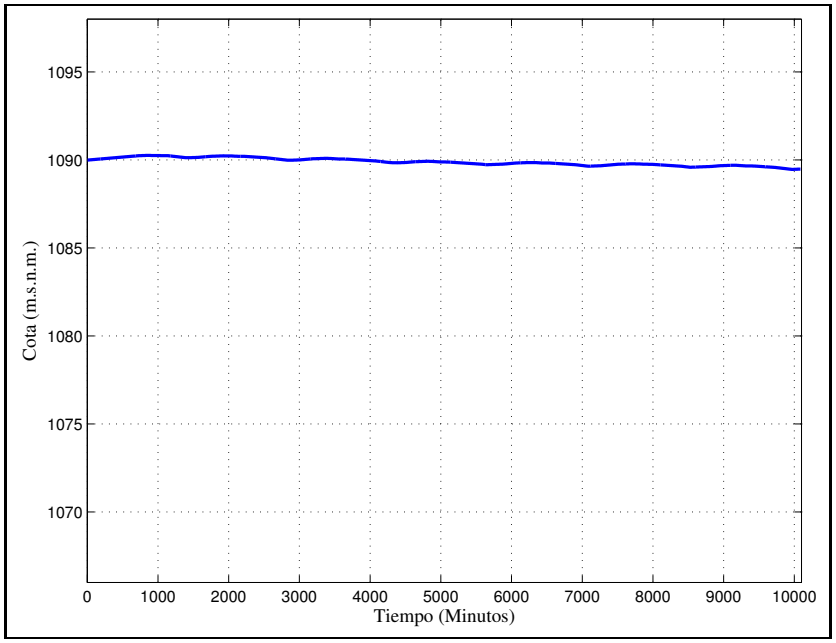



Figura 4.39: Nivel de Agua Embalse Uribante. Escenario 5

www.bdigital.ula.ve

2. **Potencia Generada por las Centrales**

Una de las ventajas económicas de aumentar el número de máquinas generadoras de una central hidroeléctrica es que la cantidad generada por las mismas aumenta y la empresa eléctrica dueña de dicha central no compraría carga a otras empresas si siempre presentara un déficit de energía, sino por el contrario se convertiría en una empresa vendedora de electricidad, por lo tanto traería como consecuencia la disminución del costo de KW-H tanto para la empresa como para el consumidor de la misma.

Sin embargo, hay que tener especial cuidado con este tipo de acciones, ya que una mala planificación en el aumento de la capacidad de una central traería como consecuencias pérdidas difíciles de remediar.

Los resultados de este escenario lo podemos ver en la Tabla 4.26.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

| Promedio (MW-H) | Varianza | Intervalo de Confianza | |
|---|---|---|---|
| | | Inferior | Superior |
| 516 | 160 | 508,1601 | 523,8399 |
| 507 | 90 | 501,1201 | 512,8799 |
| 498 | 240 | 488,3982 | 507,6018 |
| 492 | 240 | 482,3982 | 501,6018 |
| 492 | 240 | 482,3982 | 501,6018 |
| 528 | 440 | 514,9991 | 541,0009 |
| 516 | 160 | 508,1601 | 523,8399 |
| 516 | 160 | 508,1601 | 523,8399 |
| 546 | 160 | 538,1601 | 553,8399 |
| 558 | 240 | 548,3982 | 567,6018 |
| 564 | 360 | 552,2402 | 575,7598 |
| 558 | 240 | 548,3982 | 567,6018 |
| 558 | 240 | 548,3982 | 567,6018 |
| 579 | 210 | 570,0183 | 587,9817 |
| 582 | 240 | 572,3982 | 591,6018 |
| 579 | 210 | 570,0183 | 587,9817 |
| 567 | 290 | 556,4453 | 577,5547 |
| 567 | 290 | 556,4453 | 577,5547 |
| 658 | 1.489,6 | 633,6788 | 681,5212 |
| 661 | 1.235,6 | 638,8135 | 682,3865 |
| 683 | 1.846,4 | 656,1676 | 709,4324 |
| 692 | 104,4 | 685,4672 | 698,1328 |
| 604 | 57,6 | 598,8961 | 608,3039 |
| 541 | 371,6 | 528,6523 | 552,5477 |

Tabla 4.26: Estadísticas de la Potencia Generada. Escenario 5

www.bdigital.ula.ve

Se puede observar el comportamiento de la curva de la potencia generada por las centrales y de la demanda de energía eléctrica graficamente, a través de la Figura 4.40. Se observa que la curva de generación alcanza, y en algunas ocasiones sobrepasa considerablemente a la curva de la potencia demanda en la mayor parte del tiempo de simulación.

Según estos resultados se puede decir que es bastante recomendable, desde el punto de vista empresa-consumidor, la ampliación de la capacidad de generación de la central Juan A. Rodríguez, ya que no sería necesario importar una gran cantidad de

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

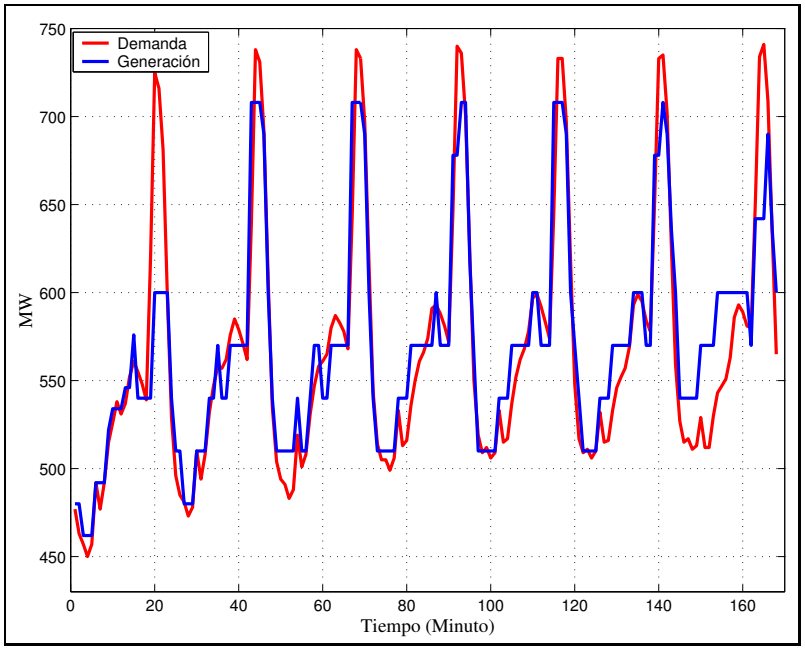



Figura 4.40: Potencia Demandada y Generada. Escenario 5

potencia desde el Guri u otras regiones del país, ya que la cantidad de potencia que se genera por el Sistema de Potencia abastece la demanda de energía.

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

# Capítulo 5

# Conclusiones y Recomendaciones

La investigación que se realizó en este proyecto, el cual se llevó a cabo a través de la simulación híbrida como herramienta de Investigación de Operaciones, ha permitido cumplir con los objetivos propuestos. Además se ha demostrado la factibilidad del software ARENA en el modelado y simulación de sistemas, y especialmente en este caso de modelado del proceso de generación de energía eléctrica de las Centrales Hidroeléctricas del Sistema de Potencia Occidental de CADAFE.

www.bdigital.ula.ve

El modelo construido para el Sistema de Potencia se confirma como un valioso instrumento para la simulación de posibles escenarios que se puedan presentar en la realidad, lo que significa que le confiere un valor clave para la toma de decisiones y la planificación de operación de las mismas.

Se evaluaron, estudiaron y sugirieron políticas implantables como base a la toma de decisiones, basándonos en los resultados obtenidos en la simulación tanto para época de lluvia como para sequía, además de los resultados de los diferentes escenarios estudiados, así como la generación de estadísticas de interés para las salas de mando de las centrales y para CADAFE.



Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Se desarrolló e integró al modelo de simulación un sistema experto capaz de automatizar el encendido y apagado de las turbomáquinas a partir de criterios establecidos acerca del uso de las mismas, que permite al usuario realizar la planificación de la generación de energía eléctrica de las centrales a partir del pronóstico de la carga demandada.

Además la interfaz realizada con *Visual Basic 6* para la simulación de los parámetros del tipo continuo, permite al usuario conocer el status de las mismas en cualquier instante de la simulación de manera tal que pueda tomar desiciones sobre el uso de las variables más importantes para ese momento. Por otra parte también resultó de gran utilidad en la depuración y detección de errores en el sistema.

## 5.1. Conclusiones

Ahora bien, basándonos en el análisis de los resultados obtenidos en los escenarios del capítulo anterior, podemos hacer las siguientes conclusiones y sugerencias para mejorar el funcionamiento de las centrales:

www.bdigital.ula.ve

### 5.1.1. Central *"Gral. José Antonio Páez"*

Los resultados obtenidos en los escenarios de simulación para el proceso de generación de esta central, demuestran que la misma no debe funcionar al 100 % de su capacidad, especialmente en época de sequía donde el caudal de agua que entra al Embalse Santo Domingo es menor que el turbinado por las máquinas de ser encendidas a su capacidad máxima, por lo que se recomienda (a juicio del operador) que las mismas deben trabajar al 30 % de su capacidad en época de sequía extrema.

Por otra parte, adoptando las política de generación hechas para el sistema experto, esta

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Central sólo generaría 36 MW-H, por lo que es posible que este nivel de uso de la misma no sea tecnicamente factible, sin embargo se debe aclarar que las políticas implantadas para el modelo son el resultado de investigaciones hechas de las centrales y por consultas a expertos en la materia (entre ellos el Ing. Ernesto Mora de la Escuela de Eléctrica de la Facultad de Ingeniería).

Con respecto a los resultados obtenidos para la época de lluvia, observamos que el Embalse Santo Domingo llegó a su cota máxima de capacidad al final de la simulación por lo que se descargó un caudal de agua por los aliviaderos (es importante resaltar que ésta fue la única que registró un caudal de descarga de agua excedente) ya que el consumo de agua fue restringido a no más del caudal de entrada, por lo que la misma puede trabajar a mayor capacidad que la establecida en el modelo una vez que el nivel de agua sea lo suficientemente alto, como para no arriesgar el caudal del río una vez que ha sido utilizado, esto lo pudimos observar en el último escenario descrito, en el cual presentamos la posibilidad de incrementar el uso de la misma y observamos que es bastante factible su operatividad a estos niveles, por lo que se recomienda que se utilicen todas las máquinas instaladas en las horas pico del día donde la demanda aumente significativamente (entre las 18:00 y 21:00 especificamente) y siempre y cuando los aporte de agua por parte del Río Santo Domingo al embalse, sean lo suficientemente elevados.

www.bdigital.ula.ve

### 5.1.2. Central *"Juan Antonio Rodríguez"*

Paradojicamente, esta Central posee el mayor potencia hidreléctrico del Sitema de Potencia Occidental, sin embargo es la que posee menor capacidad instalada en cuanto a carga se refiere, además gracias al rico aporte hídrico por parte de los Ríos Boconó y Tucupido hacen que la misma no tenga problemas con respecto al riesgo de que el nivel del agua del Embalse Boconó-Tucupido baje drásticamente.

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

Según todos los escenarios planteados el nivel de agua del embalse tendía a subir a pesar que en algunos casos la misma funcionó al 100 % de su capacidad nominal durante todo el período de simulación, por lo que en conclusión ésta central no presentó problemas en cuanto al potencial hidroeléctrico, pero si presentó limitaciones en cuanto a capacidad de generación.

A partir de estas limitaciones en cuanto a producción de electricidad, se planteó en uno de los escenarios el aumento del número de unidades de la casa de máquinas de la misma, resultando óptimo su ampliación, tanto para la empresa como para los consumidores, ya que la importación de MW desde otras regiones del país disminuiría considerablemente.

Entonces podemos decir que basandonos en los resultados esta central puede funcionar sin problemas al 100 % de su capacidad el tiempo que sea necesario.

### 5.1.3. Central *"Leonardo Ruiz Pineda"*

www.bdigital.ula.ve

Según las estadísticas arrojadas por las simulaciones en los distintos escenarios, esta Central puede trabajar al máximo de su capacidad durante un período de 1 semana o hasta 2, pero no debe exceder de este tiempo ya que se corre el riesgo que el Embalse Uribante llegué a niveles críticos, por lo que se debe planificar el racionamiento de agua a mitad del período, parando una de las máquinas, y otra tendría que trabajar a su máxima capacidad, es decir, ésta central sólo generaría 150 MW-H diarios (el 50 % de su capacidad), tanto en época de lluvia como de sequía donde el nivel de agua puede bajar considerablemente hasta 10 metros en una semana.

Por otra parte si se decide planear un racionamiento de agua y disminuir su consumo se debe considerar que aguas abajo de ésta se encuentra en construcción una nueva Central Hidroeléctrica, y ésta necesita un caudal más abundante ya que tiene mayor capacidad nominal instalada de generación que la Leonardo Ruiz Pineda, por lo que es recomendable

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

establecer un horario de generación de la misma, para conservar el equilibrio del sistema, sólo del nuevo Complejo Hidroeléctrico Uribante-Caparo, sino también del ecosistema a su alrededor.

## 5.2. Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos en la investigación, se pueden plantear un número de recomendaciones tanto para el manejo del modelo de simulación creado como para investigaciones futuras:

- En función de los resultados obtenidos, se observa un uso irracional del agua embalsada de la Central Leonardo Ruiz Pineda si la misma trabaja al 100 % de su capacidad, por lo que se recomienda realizar o implantar en este modelo, políticas para racionar el uso de agua de las Centrales.
- Se debería estudiar la posibilidad de aumentar la capacidad instalada de la Central Juan Antonio Rodríguez en un nuevo modelo de simulación, ya que la misma posee el mayor potencial hidroeléctrico del Sistema de Potencia Occidental.
- Para un mayor uso del sistema creado, se puede plantear la integración de las centrales térmicas al modelo de simulación (Planta Táchira), de manera tal que se estudie en su totalidad el proceso de generación del parque eléctrico occidental del país.
- El aumento del número de centrales eléctricas en la región occidental del país debería ser prioridad actualmente, esto es en vista del aumento de la demanda de energía que se reporta año a año, siendo la simulación de centrales una valiosa herramienta al momento del estudio previo de la implementación de la central.
- A fin de establecer soluciones y recomendaciones factibles con respecto a este tema, las empresas eléctricas venezolanas deben tener una mayor interacción con institu-

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

ciones educativas, de manera tal que se permita un mayor acceso a la información que manejan.

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

# Bibliografía


[1] http://thales.cica.es/rd/recursos/rd99/ed99-0226-01/paginaprincipal.html, 2.004.

[2] www.ing.ula.ve/˜hhoeger, 2.004.

[3] www.monografias.com, 2.004.

[4] www.opsis.org.ve, 2.004.

[5] http://halweb.uc3m.es/esp/docencia/estlnd/apuntes %20de %20series.pdf, 2.005.

[6] http://members.tripod.com/jaimevp/elect_vzla/cadafe/sistemas01.htm, 2.005.

[7] www.cadafe.gov.ve, 2.005.

[8] www.caveinel.org.ve, 2.005.

[9] www.covenpre.org.ve, 2.005.

[10] www.edc-ven.com, 2.005.

[11] www.edelca.com.ve, 2.005.

[12] www.eleval.com, 2.005.

[13] www.enelven.com.ve, 2.005.

[14] www.seneca.com.ve, 2.005.




www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

[15] Aracil, J. *Dinámica de Sistemas*. Primera Edición. Isdefe, Madrid, 1.995.

[16] Aranda B., Eduardo D. Impacto de la generación distribuida en la estimación diaria de demanda de energía eléctrica. estudio para el caso chile. Trabajo de grado, Universidad de Chile, Chile, 2.002.

[17] Barceló, J. *Simulación de Eventos Discretos*. Primera Edición. Madrid, 1.996.

[18] Barros J., Pacheco R., Gómez P. Sobre la modelación matemática del rompimiento de presas de tierra naturales. *XIII Congreso Nacional de Hidráulica e Hidrología*, 1.998.

[19] Belandria, Et All. Proyecto de simulación de una central hidroeléctrica. Proyecto de curso simulación, Departamento de Investigación de Operaciones, Universidad de Los Andes, Mérida, 2.003.

[20] Castillo, E., Gutiérrez, J., Hadi, Manuel. *Sistemas Expertos y Modelos de Redes Probabilísticas*. Monografías de la Academia Española de Ingeniería, Madrid, 1.997.

[21] Cooper S., Christian R. Sistema experto basado en teledetección espacial aplicado al manejo de cuencas hidrográficas. Trabajo de grado, Facultad de Ingeniería de Sistemas, Universidad de Los Andes, Mérida, 2.004.

[22] Díaz, Ana. Generación de electricidad aumentó 7,7 % enero. *El Nacional*, 2.005.

[23] González Ch., Carlos L. Optimización del consumo de la energía hidroeléctrica almacenada en los embalses que conforman el sistema de potencia occidental. Trabajo de grado, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Los Andes, Mérida, 2.003.

[24] Leal, Tathyana. Déficit de generación ocasiona racionamiento de energía eléctrica en occidente. *Diario El Tiempo*, 2.005.

[25] Martin, J., Oxman, S. *Building Experts Systems. A tutorial*. Prentice Hall, New Jersey, 1.998.

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

[26] Mata V., José L. Simulador de entrenamiento de operaciones: Un paso más allá de la formación de operaciones. *Seminario Internacional sobre automatización de redes de distribución de energía eléctrica y centros de control*, 2.002.

[27] Mogollon B., Oscar U. Modelado y simulación de un sistema de transporte de mercancía seca. Trabajo de grado, Facultad de Ingeniería de Sistemas, Universidad de Los Andes, Mérida, 2.003.

[28] Ortiz Florez, Ramiro. *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. McGraw-Hill, Bogotá, 2.001.

[29] Rockwell Software Inc. *Manual de Arena*, 2.000.

[30] Tarifa, E. E. *Teorías de Modelos y Simulación*. Facultad de Ingeniería, Universidad de Jujuy.

www.bdigital.ula.ve

Reconocimiento-No comercial-Compartir igual