



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME DE UN SISTEMA
HIDROELÉCTRICO, MODELO DE ENTRADA Y SALIDA.**

**T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTA:
BUSTOS YEPEZ JUAN RAMON
CRUZ VARGAS JAVIER**

**ASESOR METODOLÓGICO:
M. EN C. ORTIZ VILLANUEVA MARÍA CONCEPCIÓN**

**ASESORES TÉCNICOS:
M. EN C. ZARATE MEJÍA OBED
M. EN C. VÁZQUEZ RAMÍREZ FABIÁN**



MÉXICO, D.F. 2011

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELECTRICA
UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS”

TEMA DE TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN
DEBERA(N) DESARROLLAR

INGENIERO ELECTRICISTA
TESIS COLECTIVA Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL
C. JUAN RAMÓN BUSTOS YEPEZ
C. JAVIER CRUZ VARGAS


**“CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME DE UN SISTEMA HIDROELÉCTRICO, MODELO DE
ENTRADA Y SALIDA”**

REALIZAR EL CÁLCULO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA FIRME DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA LEONARDO RODRÍGUEZ ALCÁINE “EL CAJÓN” CON LA PLANIFICACIÓN A MEDIANO PLAZO Y ANALIZANDO EL EMBALSE BAJO CINCO REGLAS DE OPERACIÓN (COTA FINAL FIJA, MÁXIMA EXTRACCIÓN, MÍNIMA EXTRACCIÓN, VOLUMEN A TURBINAR FIJO Y POTENCIAL FINAL FIJA).

- INTRODUCCIÓN.
- INFRAESTRUCTURA ACTUAL DE GENERACIÓN Y LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS, COMPONENTES Y CLASIFICACIÓN.
- CARACTERÍSTICAS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA.
- ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA, MÉTODOS DE SOLUCIÓN Y CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME.

MÉXICO D.F., 7 DE JUNIO 2012.

ASESORES


M. EN C. OBED ZARATE MEJÍA.


M. EN C. FABIÁN VÁZQUEZ RAMÍREZ.


M. EN C. MARÍA CONCEPCIÓN VILLANUEVA ORTIZ


ING. CÉSAR DAVID RAMÍREZ ORTIZ
JEFE DEL DEPARTAMENTO ACADÉMICO
DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivo general	2
1.2 Justificación	3
1.3 Planteamiento del problema	4
1.4 Las Técnicas Heurísticas y/o de Simulación	5
1.5 Dimensión Temporal	5

CAPÍTULO II

INFRAESTRUCTURA ACTUAL DE GENERACIÓN Y LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS, COMPONENTES Y CLASIFICACIÓN

2.1 Infraestructura actual de generación	10
2.2 Centrales hidroeléctricas	17
2.2.1 Componentes de una central hidroeléctrica	18
2.3 Clasificación de las plantas hidroeléctricas	20
2.3.1 Por su tipo de embalse	21
2.3.2 Por el tipo de carga que suministran	22
2.3.3 De acuerdo con la altura de la caída de agua	23
2.3.4 Por regulación del agua	23

CAPÍTULO III

CARACTERÍSTICAS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

3.1 Factores que influyen en la operación de los sistemas hidroeléctricos	28
3.2 Potencia y energía	29
3.3 Características de generación de unidades hidroeléctricas	31
3.4 Cálculo de la energía que se obtiene a partir de una planta hidráulica	34
3.4.1 Ecuación de continuidad de un embalse	36

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA, MÉTODOS DE SOLUCIÓN Y CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME

4.1 Reglas de operación	40
4.1.1 Máxima Extracción	40
4.1.2 Mínima Extracción	40
4.1.3 Cota final fija	41
4.1.4 Potencia final fija	41
4.1.5 Volumen a turbinar fijo	41
4.2 Análisis de resultados	46
Conclusiones	95
Glosario	99
Bibliografía	104

APÉNDICE A	106
-------------------	------------

APÉNDICE B	123
-------------------	------------

APÉNDICE C	133
-------------------	------------

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1.5.1. Representación Esquemática de los niveles de planificación.</i>	<i>8</i>
<i>Figura 2.1.1.1. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional.</i>	<i>11</i>
<i>Figura 2.1.2.1. Capacidad efectiva al 31 de diciembre, Servicio público.</i>	<i>13</i>
<i>Figura 2.1.3.1. Principales centrales generadoras en 2009, Servicio público.</i>	<i>13</i>
<i>Figura 2.1.5.1. Energía producida 2008-2009, Servicio Público.</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2.2.1. Esquema general de una central hidroeléctrica.</i>	<i>18</i>
<i>Figura 2.3.1. Clasificación de las plantas hidroeléctricas.</i>	<i>20</i>
<i>Figura 2.3.4.1.1. Planta filo de agua.</i>	<i>24</i>
<i>Figura 2.3.4.2.1. Planta con embalse.</i>	<i>25</i>
<i>Figura 2.3.4.3.1. Plantas en cadena.</i>	<i>26</i>
<i>Figura 3.3.1. Curva de entrada-salida de una central hidroeléctrica.</i>	<i>31</i>
<i>Figura 3.3.2. Curva de incremento del caudal de una planta hidroeléctrica.</i>	<i>32</i>
<i>Figura 3.3.3. Curva de entrada-salida de una planta hidroeléctrica con cabeza variable.</i>	<i>32</i>
<i>Figura 3.3.4. Característica de entrada-salida para una planta hidroeléctrica de acumulación por bombeo con cabeza fija, en una red hidráulica.</i>	<i>33</i>
<i>Figura 4.2.1. Simulación 1, Energía generada por periodo para cota final fija.</i>	<i>48</i>
<i>Figura 4.2.2. Simulación 1, Caudal en el periodo para cota final fija.</i>	<i>49</i>
<i>Figura 4.2.3. Simulación 1, Volumen turbinado en el periodo para cota final fija.</i>	<i>49</i>
<i>Figura 4.2.4. Simulación 1, Volumen final en el periodo para cota final fija.</i>	<i>50</i>
<i>Figura 4.2.5. Simulación 1, a) Caudal vs Energía y b) Energía vs Caudal para cota final fija.</i>	<i>51</i>
<i>Figura 4.2.6. Simulación 1, Caudal vs Energía para máxima extracción.</i>	<i>53</i>
<i>Figura 4.2.7. Simulación 1, Volumen final vs potencia para máxima extracción.</i>	<i>54</i>
<i>Figura 4.2.8. Simulación 1, Volumen turbinado vs potencia para máxima extracción.</i>	<i>54</i>
<i>Figura 4.2.9. Simulación 1, Energía en el periodo para máxima extracción.</i>	<i>55</i>
<i>Figura 4.2.10. Simulación 1, Volumen final en el periodo para máxima extracción.</i>	<i>55</i>
<i>Figura 4.2.11. Simulación 1, Volumen turbinado en el periodo para máxima extracción.</i>	<i>56</i>
<i>Figura 4.2.12. Simulación 1, Energía en el periodo para mínima extracción.</i>	<i>56</i>
<i>Figura 4.2.13. Simulación 1, Volumen final en el periodo para mínima extracción.</i>	<i>57</i>
<i>Figura 4.2.14. Simulación 1, Volumen turbinado en el periodo para mínima extracción.</i>	<i>57</i>

<i>Figura 4.2.15. Simulación 1, Caudal en el periodo para mínima extracción.....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 4.2.16. Simulación 1, Caudal vs Energía para mínima extracción.....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 4.2.17. Simulación 1, Volumen final en el periodo para volumen a turbinar fijo.</i>	<i>59</i>
<i>Figura 4.2.18. Simulación 1, Energía en el periodo para volumen turbinado fijo.</i>	<i>60</i>
<i>Figura 4.2.19. Simulación 1, Caudal en el periodo para volumen turbinado fijo.</i>	<i>60</i>
<i>Figura 4.2.20. Simulación 1, Caudal vs Energía para volumen turbinado fijo.</i>	<i>61</i>
<i>Figura 4.2.21. Simulación 1, Volumen final en el periodo para potencia final fija.</i>	<i>61</i>
<i>Figura 4.2.22. Simulación 1, Energía en el periodo para potencia final fija.</i>	<i>62</i>
<i>Figura 4.2.23. Simulación 1, Caudal en el periodo para potencia final fija.</i>	<i>62</i>
<i>Figura 4.2.24. Simulación 1, Caudal vs Energía para potencia final fija.</i>	<i>63</i>
<i>Figura 4.2.25. Simulación 2, Volumen final en el periodo para cota final fija.</i>	<i>64</i>
<i>Figura 4.2.26. Simulación 2, Energía en el periodo para cota final fija.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 4.2.27. Simulación 2, Caudal vs Energía para cota final fija.</i>	<i>65</i>
<i>Figura 4.2.28. Simulación 2, Energía en el periodo para máxima extracción.</i>	<i>66</i>
<i>Figura 4.2.29. Simulación 2, Volumen final en el periodo para máxima extracción.</i>	<i>66</i>
<i>Figura 4.2.30. Simulación 2, Volumen final en el periodo para mínima extracción.</i>	<i>67</i>
<i>Figura 4.2.31. Simulación 2, Caudal vs Energía para mínima extracción.</i>	<i>67</i>
<i>Figura 4.2.32. Simulación 2, Volumen final en el periodo para Volumen a turbinar fijo.....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 4.2.33. Simulación 2, Caudal vs Energía para volumen a turbinar fijo.</i>	<i>68</i>
<i>Figura 4.2.34. Simulación 2, Volumen final en el periodo para potencia final fija.</i>	<i>69</i>
<i>Figura 4.2.35. Simulación 2, Caudal vs Energía para potencia final fija.</i>	<i>69</i>
<i>Figura 4.2.36. Simulación 3, Energía en el periodo para cota final fija.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 4.2.37. Simulación 3, Caudal vs Energía para cota final fija.</i>	<i>71</i>
<i>Figura 4.2.38. Simulación 3, Volumen final en el periodo para máxima extracción.</i>	<i>72</i>
<i>Figura 4.2.39. Simulación 3, Volumen final en el periodo para mínima extracción.</i>	<i>73</i>
<i>Figura 4.2.40. Simulación 3, Caudal vs Energía para mínima extracción.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 4.2.41. Simulación 3, Volumen final en el periodo para volumen a turbinar fijo.</i>	<i>74</i>
<i>Figura 4.2.42. Simulación 3, Caudal vs Energía para volumen a turbinar fijo.</i>	<i>74</i>
<i>Figura 4.2.43. Simulación 3, Volumen final en el periodo para potencia final fija.</i>	<i>75</i>
<i>Figura 4.2.44. Simulación 3, Caudal vs Energía para potencia final fija.</i>	<i>75</i>
<i>Figura 4.2.45. Simulación 4, Energía generada por periodo para cota final fija.</i>	<i>77</i>

<i>Figura 4.2.46. Simulación 4, Volumen final en el periodo para cota final fija.</i>	<i>77</i>
<i>Figura 4.2.47. Simulación 4, Caudal vs Energía para cota final fija.</i>	<i>78</i>
<i>Figura 4.2.48. Simulación 4, Volumen final en el periodo para máxima extracción.</i>	<i>79</i>
<i>Figura 4.2.49. Simulación 4, Caudal vs Energía para máxima extracción.</i>	<i>79</i>
<i>Figura 4.2.50. Simulación 4, Volumen final en el periodo para mínima extracción.</i>	<i>80</i>
<i>Figura 4.2.51. Simulación 4, Caudal vs Energía para mínima extracción.</i>	<i>81</i>
<i>Figura 4.2.52. Simulación 4, Volumen final en el periodo para volumen a turbinar fijo.</i>	<i>82</i>
<i>Figura 4.2.53. Simulación 4, Energía generada en el periodo para volumen turbinado fijo.....</i>	<i>82</i>
<i>Figura 4.2.54. Simulación 4, Caudal vs Energía para volumen turbinado fijo.</i>	<i>83</i>
<i>Figura 4.2.55. Simulación 4, Volumen final en el periodo para potencia final fija.</i>	<i>84</i>
<i>Figura 4.2.56. Simulación 4, Energía en el periodo para potencia final fija.</i>	<i>84</i>
<i>Figura 4.2.57. Simulación 4, Caudal vs Energía para potencia final fija.</i>	<i>85</i>
<i>Figura 4.2.58. Simulación 5, Energía generada por periodo para cota final fija.</i>	<i>86</i>
<i>Figura 4.2.59. Simulación 5, Volumen final en el periodo para cota final fija.</i>	<i>87</i>
<i>Figura 4.2.60. Simulación 5, Caudal vs Energía para cota final fija.</i>	<i>88</i>
<i>Figura 4.2.61. Simulación 5, Volumen final en el periodo para máxima extracción.</i>	<i>89</i>
<i>Figura 4.2.62. Simulación 5, Caudal vs Energía para máxima extracción.</i>	<i>89</i>
<i>Figura 4.2.63. Simulación 5, Volumen final en el periodo para mínima extracción.</i>	<i>90</i>
<i>Figura 4.2.64. Simulación 5, Energía generada en el periodo para mínima extracción.</i>	<i>91</i>
<i>Figura 4.2.65. Simulación 5, Volumen final en el periodo para volumen a turbinar fijo.</i>	<i>91</i>
<i>Figura 4.2.66. Simulación 5, energía generada en el periodo para volumen a turbinar fijo.</i>	<i>92</i>
<i>Figura 4.2.67. Simulación 5, Caudal vs Energía para volumen turbinado fijo.</i>	<i>92</i>
<i>Figura 4.2.68. Simulación 5, Volumen final en el periodo para potencia final fija.</i>	<i>93</i>
<i>Figura 4.2.69. Simulación 5, Energía en el periodo para potencia final fija.</i>	<i>93</i>
<i>Figura 4.2.70. Simulación 5, Caudal vs Energía para potencia final fija.</i>	<i>94</i>

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 2.1.2.1-1. Capacidad efectiva por tecnología y área de control (MW), Servicio público.....</i>	<i>12</i>
<i>Tabla 2.1.3-1. Principales centrales: capacidad efectiva, generación bruta y factor de planta, en 2009 servicio público.</i>	<i>14</i>
<i>Tabla 4.2-1. Datos iniciales para la simulación 1.</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 4.2-2. Datos de la simulación 1 para una cota final fija de 1000 Mm³.</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 4.2-3 .Datos iniciales de la simulación 2, aportaciones igual a cero.</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 4.2-4. Datos iniciales para la simulación 3, Aportaciones al doble.</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 4.2-5. Datos iniciales para la simulación 4, Volumen inicial de 936 Mm³.</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 4.2-6. Datos iniciales para la simulación 5, Volumen inicial de 2252 Mm³.</i>	<i>86</i>

NOMENCLATURA

$C.E$ *Consumo específico*

E_c *Energía hidráulica de la concesión*

E_e *Energía efectiva*

$F.C$ *Factor de conversión*

g *Fuerza de gravedad*

H_c *Altura de la concesión*

H_m *Salto motor*

H_{max} *Altura máxima de la concesión*

h *Altura*

K, i *Periodo*

P_c *Potencia de la concesión*

P_{max} *Potencia máxima de la concesión*

P_{req} *Sistema de reservas mínimas*

Q *Caudal*

Q_a *Volumen de agua recogido durante el año*

Q_{max} *Caudal máximo*

S_i *Vertimiento*

T *Tiempo*

U_i *Desembalsamiento*

V_i *Volumen inicial del embalse o al principio del periodo*

V_{i+1} *Volumen final del embalse*

A_i *Hidrología o aportaciones*

X_{i-1} *Volumen al final (i-1) o al principio (i+1) del periodo*

P *Densidad del fluido*

η *Eficiencia*

η_{CH} *Eficiencia conducción hidráulica*

η_{max} *Eficiencia máxima*

η_{Ge} *Eficiencia del generador*

η_{Tu} *Eficiencia de la turbina*

η_{Total} *Eficiencia total*



1. CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

En este capítulo se menciona el objetivo general, los objetivos específicos y la justificación, así como la dimensión temporal y la técnica que se utilizará para el análisis de la central hidroeléctrica.



1.1 Objetivo general

Realizar el cálculo de la energía firme de la Central Hidroeléctrica Leonardo Rodríguez Alcaine “El Cajón” con la planificación a mediano plazo y analizando el embalse bajo cinco reglas de operación (cota final fija, máxima extracción, mínima extracción, volumen a turbinar fijo y potencia final fija).

1.1.1 Objetivos específicos

- a) Realizar la planificación a mediano plazo del embalse con un periodo de estudio de un año y una discretización mensual.
- b) Desarrollar un programa computacional como herramienta para realizar el cálculo de la energía firme de la central que contemple la dimensión temporal y las cinco reglas de operación.
- c) Analizar el comportamiento del embalse con los datos anuales recientes obtenidos de la central.
- d) Seleccionar la regla de operación óptima para la central en el periodo de estudio estipulado.
- e) Obtener el modelo de entrada-salida que describa el comportamiento de la central bajo la regla de operación óptima según sea el caso de estudio seleccionado.



1.2 Justificación

El incremento de la demanda y el uso excesivo de los combustibles (petróleo, gas natural, carbón, etc.) ha obligado a buscar otras formas de generación de energía eléctrica diferentes a la termoeléctrica mediante el aprovechamiento de los recursos naturales, un ejemplo de ello son las plantas hidroeléctricas. El aprovechamiento óptimo de los recursos hídricos del país es de suma importancia hoy en día en la generación de energía eléctrica. Hasta el 31 de Diciembre del 2009 según datos de CFE la capacidad efectiva, servicio público era de 51,686 MW de la cual el 25% corresponde a termoeléctrica convencional, 34% ciclo combinado, 9.1% carboeléctrica, 4.9% turbogás, 0.4% combustión interna, 2% geotermoeléctrica y eólica, 2.6% nucleoelectrica y 22% hidroeléctrica, se puede observar que la mayor parte corresponde a energías no renovables lo que nos hace reflexionar acerca de la importancia de aprovechar mejor los recursos naturales y la fuentes de generación alternativas o con recursos renovables. También podemos observar que la hidroeléctrica aporta un gran porcentaje a la capacidad efectiva total, lo cual, hace relevante dedicar estudios y/o analizar dicho sector para una optimización y de esta forma hacer un mejor uso de los recursos hídricos nacionales. Realizar estrategias de operación en las centrales hidroeléctricas tiene como objetivo alcanzar los máximos niveles de generación eléctrica y abastecer la demanda de esta, así como disminuir los costos de generación.

Al no contar en todo momento con los máximos volúmenes de almacenamiento de agua en los embalses de los complejos hidroeléctricos debido a las condiciones hidrologías propias del ecosistema es importante realizar un análisis que contemple los factores que influyen en la operación de los sistemas hidroeléctricos para encontrar un programa de generación óptimo que nos permita obtener la energía firme de un sistema hidroeléctrico. La energía firme en forma general, se define como la cantidad de energía que se puede garantizar que se va a generar con una probabilidad determinada.

La variable número a considerar son las hidrologías, cuyas principales características son la aleatoriedad y la no controlabilidad para lo cual es necesario hacer predicciones de la hidrología con base a la información histórica y aplicar algún método o técnica que pueda proveer la respuesta del sistema a determinadas entradas y, así examinar las futuras consecuencias de diferentes escenarios.

1.3 Planteamiento del problema

La energía firme de un sistema hidroeléctrico cuando está en operación aislada es aquella energía que se entrega con una confiabilidad limitada y cuando está en operación integrada es la energía que aporta al sistema dada una confiabilidad.

La planificación de la operación de mediano plazo tiene como objetivo principal realizar la programación mensual y/o semanal de la generación, generalmente este estudio se realiza en periodos de 6 meses a un año. En la actualidad el problema de operación a este nivel se resuelve con diversas metodologías. En este trabajo se analizará el embalse de la central hidroeléctrica El Cajón con un horizonte de planeación anual y una discretización mensual bajo cinco reglas de operación (cota final fija, máxima extracción, mínima extracción, volumen a turbinar fijo y potencia final fija) aplicando técnicas heurísticas o de simulación para hacer el cálculo de la energía firme considerando que la hidrología tendrá la misma tendencia que la del año 2010. Los datos obtenidos en el 2010 son los datos anuales más actuales de la central.

Dentro del análisis también serán considerados diferentes escenarios en los cuales los valores están en los límites del embalse o son considerados como extremos en base a los datos más actuales de la central. En los límites de embalse se analizará el comportamiento del embalse si el volumen inicial del periodo toma el valor del nivel de aguas máximo de operación (NAMO) y el nivel de aguas mínimo de operación (NAMINO) considerando la hidrología obtenida durante el 2010. En los casos considerados como extremos se tomará como volumen inicial del periodo el volumen inicial del 2010 variando la hidrología al doble de acuerdo a la que se presentó en el 2010 y en el otro caso con la hidrología igual a cero, simulando un año muy húmedo y en el otro caso uno seco.

Cabe mencionar que el principal caso de estudio será con las condiciones que se presentaron en el año 2010, datos anuales considerados como los más actuales. Con el programa desarrollado en lenguaje C se calculará la energía firme de la central, los resultados serán enviados a una hoja de cálculo de Excel para su posterior análisis. Los datos son presentados en tablas para facilitar la construcción de gráficas y de ese modo se utiliza la herramienta de Excel de mínimos cuadrados, la cual muestra la línea de tendencia de las gráficas. Para obtener el modelo de entrada-salida se grafica el caudal contra la potencia en el periodo, donde el caudal es la entrada, la potencia es la salida y el polinomio obtenido de la gráfica con la herramienta de mínimos cuadrados es el modelo de entrada-salida.

1.4 Las Técnicas Heurísticas y/o de Simulación

Proveen la respuesta del sistema a determinadas entradas, tal que es posible examinar las futuras consecuencias de diferentes escenarios, se basan en la utilización de reglas de operación, siendo en la mayoría de los casos implementadas con simuladores para la aproximación de las características de un sistema, lo cual lleva por razones muy obvias a una pérdida de exactitud y que nos den soluciones subóptimas y en algunos casos a que el cálculo sea muy laborioso. Estos resultados siempre dependen del criterio de la persona que suministra los datos [6, 15].

1.5 Dimensión Temporal

La planificación de la operación de un sistema eléctrico requiere de la coordinación de todas las decisiones de programación efectuadas en los diferentes niveles de planificación. Se puede identificar tres niveles en la cadena de planificación: largo, mediano y corto plazo [6].

1.5.1 Planificación de Largo Plazo

La planificación de largo plazo comprende el análisis del comportamiento de la operación del sistema bajo diferentes condiciones hidrológicas. En esta fase se decide las necesidades de regulación de energía afluente, a través del uso adecuado de los embalses. Se toma en cuenta la evolución plurianual de los embalses, la probabilidad de escasez futura de energía hidráulica, previsión de los consumos y demandas máximas programas de obras y mantenimiento. Algunos de los factores condicionales de los costos futuros pueden ser considerados como conocidos con certeza, el programa para los años de estudio, otros pueden ser conocidos mediante la función de probabilidad. El periodo de planeación por lo general es de 1 a 5 años con discretizaciones mensuales. Los modelos utilizados en este análisis son los que requieren del menor grado de detalle de toda la cadena de procedimientos. Desarrollando por lo general modelos equivalentes de las fuentes de generación. Normalmente este problema se resuelve utilizando metodologías de programación dinámica determinística (PDD) y estocástica (PDE); la PDD es un técnica de optimización que determina la solución óptima de un problema de n variables descomponiéndola en n etapas y en donde el estado en la siguiente etapa está completamente determinado por el estado y política de decisión de la etapa actual, y la PDE es una técnica que trata problemas de programación matemática en los que algunos de los parámetros son variables aleatorias, ya sea estudiando las propiedades estadísticas del valor óptimo aleatorio o de otras variables aleatorias presentes en el problema o bien reformulando el problema en otra decisión en la que se toma en cuenta la distribución de probabilidad conjunta de los parámetros aleatorios.

Debido a que la unidad de discretización es el mes, la demanda se puede representar con valores medios mensuales para cada etapa considerada (el comportamiento diario de la demanda no incide en el modelo de la demanda a largo plazo). Por esta misma razón restricciones tales como tiempos mínimos de conexión y desconexión, restricciones de rampa en unidades termoeléctricas, etc. No tienen incidencia directa en el modelado del planeamiento a largo plazo.

1.5.2 Planificación de Mediano Plazo

La planificación de la operación de mediano plazo tiene como objetivo principal realizar la programación mensual y/o semanal de la generación. La información con que se cuente además de las restricciones son más detalladas que para el caso de largo plazo y está compuesta por: análisis de la predicción de la demanda de energía y demanda máxima del sistema, disponibilidad de las unidades generadoras, contratos de intercambio de potencia y energía entre empresas generadoras, precio consumo esperado de combustibles de las centrales térmicas, coordinación de los programas de mantenimiento de las empresas etc. Los resultados de la programación de largo plazo imponen el marco de referencia para este nivel. Se considera que el mediano plazo es el enlace entre el largo plazo y el corto plazo en el planeamiento operativo, generalmente el estudio se realiza en periodos de 6 meses a un año. Con una discretización mensual y/o semanal. La solución para el problema de mediano plazo se obtiene generalmente por métodos determinístico y se pretende minimizar los costos inmediatos de la etapa resultante de la complementación termoeléctrica de las decisiones de turbinamientos, más los costos futuros resultantes de esas decisiones. En la actualidad el problema de la operación en este nivel se resuelve utilizando metodologías de Programación Dinámica o Programación Lineal ya sea en forma Determinística y/o Estocástica.

1.5.3 Planificación a Corto Plazo

La planificación de corto plazo, determina la programación horaria, económica y confiable de la operación de cada unidad generadora del sistema. En esta etapa, se descompone las potencias de generación semanales en asignaciones horarias, tomando en cuenta los efectos de corto plazo de los embalses. Se requieren estudios muy detallados de la operación del sistema tales como: Reglas de control de las crecidas o afluencias diarias del sistema fluvial, simulación del flujo de potencia horario, despacho hidrotérmico con restricciones de seguridad, pre-despacho óptimo de caga, etc. La modelación del problema de corto plazo es similar en el mediano plazo, sin embargo la variación de la altura de las cotas de las centrales hidráulicas tiende a ser menos significativa y las predicciones de las afluencias son más exactas. La planeación de la operación a corto plazo se ha resuelto tanto con métodos heurísticos como de optimización matemática estos pueden ser programación no lineal programación entera, algoritmos de optimalidad progresiva también mediante

técnicas de descomposición y coordinación las cuales conllevan la ventaja de realizar separadamente la programación óptima de la parte hidroeléctrica y termoeléctrica.

En la operación en tiempo real, el atender al mercado es a través del constante ajuste de las unidades generadoras, respondiendo instantáneamente a las variaciones de la demanda. Las complejidades del problema de operación no pueden ser acomodadas por un modelo matemático único y se torna indispensable la utilización de cadenas de modelos con diferentes horizontes para el planeamiento y grados de detalle en la representación del sistema. La comunicación entre modelos de planeamiento de la operación se hace a través de la determinación de metas energéticas (dado por los niveles de embalse) y a través de elementos condicionantes provenientes de modelos más detallados con horizonte menor. La estructura básica de modelos en todos los niveles es esencialmente la misma. Sin embargo, algunas diferencias de modelado simplificaciones o algoritmos de solución pueden llevar a una gran eficiencia computacional.

En la Figura 1.5.1 se muestra la descomposición más común del problema de planeamiento operativo mediante una cadena de procedimientos. Puede notarse que el grado de detalle crece en la medida en que se reduce el horizonte de influencia de las decisiones. La información sobre efectos de más largo plazo además el horizonte de influencia de cada nivel es dado por los resultados del nivel jerárquico precedente. Además de esto se puede utilizar retroalimentación de los niveles jerárquicos inferiores para los superiores de forma que se garantice una optimización global de los procedimientos. Cualquiera que sea la descomposición adoptada para la resolución del problema del planteamiento operativo, en los estudios de largo plazo estará insertada una de las principales actividades de la cadena de procedimientos: el cálculo de las estrategias de operación. El objetivo de la estrategia es definir las proporciones de utilización de los recursos hidráulicos y térmicos en la operación del sistema cada mes, que minimicen el valor esperado del costo de producción en el horizonte de estudio considerando las incertidumbres en las aportaciones hidrológicas.

En sistemas con predominancia de generación hidroeléctrica, la producción de energía hidroeléctrica tiene un costo cero y reduce la necesidad de utilizar plantas termoeléctricas, cuyos combustibles tienen un costo asociado. No obstante, el volumen que fluye a los embalses proviene básicamente de las lluvias, que varían según las estaciones, aún de un año para otro, no siendo posible pronosticarlo con certeza.



Figura 1.5.1.Representación Esquemática de los niveles de planificación.



2. CAPÍTULO II

INFRAESTRUCTURA ACTUAL DE GENERACIÓN Y LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS, COMPONENTES Y CLASIFICACIÓN

En este capítulo se revisa el estado actual del Sistema Eléctrico Nacional en cuanto a la generación, las principales centrales hidroeléctricas de CFE, la potencia instalada y energía bruta de las distintas fuentes de generación. También se habla acerca de las centrales hidroeléctricas: componentes y clasificación.



2.1 Infraestructura actual de generación

2.1.1 Evolución del Sistema Eléctrico Nacional

La capacidad instalada de generación en 1960 era de 3,021 MW y el suministro de electricidad se efectuaba mediante diversos sistemas aislados.

Al paso del tiempo, las redes regionales se interconectaron utilizando mayores tensiones de transmisión (400 kV y 230 kV), la frecuencia se unificó a 60 Hz, se desarrollaron grandes proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, y se logró la diversificación del parque de generación mediante el uso de energía geotérmica, nuclear, de carbón y de manera incipiente la eólica. En el campo de administración de la demanda, se estableció el horario de verano y el uso de tarifas con diferenciación horaria.

A partir de 2000 y con base en la LSPEE se integró el acceso de los Productores Independientes de Energía a la generación de CFE. Esta ley también ha permitido a los autoabastecedores privados usar la red de transmisión del servicio público a fin de transportar la energía producida hasta donde se ubican sus cargas.

En 2004 entró en operación la primera repotenciación de unidades termoeléctricas convencionales mediante el acoplamiento de nuevas unidades turbogás para la obtención de centrales de ciclo combinado. En 2005 se inició la conversión de unidades turbogás existentes a ciclos combinados con la adición de turbinas de vapor.

En octubre de 2009 se publicó el decreto que declaraba la extinción LyFC, organismo que suministraba la energía eléctrica en la región centro del país. El área de influencia de la extinta LyFC se localiza en los estados de México, Morelos, Hidalgo, Puebla y el Distrito Federal, la cual ahora será atendida por CFE, quien será la única empresa autorizada para suministrar el servicio público de energía eléctrica en el territorio nacional.

Al 31 de diciembre de 2009, el SEN contaba con una capacidad efectiva de 51,686 MW para el servicio público y un total de 812,282 km de líneas de transmisión y distribución.

El SEN se organiza en nueve regiones, como se muestra en la Figura 2.1.1.1.

La operación de estas nueve regiones está bajo la responsabilidad de ocho centros de control ubicados en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey y Mérida; las dos regiones de Baja California se administran desde Mexicali. El Centro Nacional en el Distrito Federal coordina la operación económica y la seguridad del SEN.

Las siete áreas del macizo continental se encuentran interconectadas y forman el SIN. Su objetivo consiste en compartir los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas. Esto hace posible el intercambio de energía para lograr un

funcionamiento más económico y confiable en su conjunto. Las dos regiones de la península de Baja California permanecen como sistemas aislados.

El sistema de Baja California (norte) opera ligado a la red eléctrica de la región occidental de EUA —el Western Electricity Coordinating Council (WECC) — por medio de dos enlaces de transmisión a 230 kV. Esto permite a CFE realizar exportaciones e importaciones económicas de capacidad y energía, y recibir apoyo en situaciones de emergencia [1].



Figura 2.1.1.1. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional.

2.1.2 Estructura del sistema de generación

2.1.2.1 Capacidad efectiva instalada

La capacidad de generación para el servicio público a diciembre de 2009 (51,686 MW) creció 1.14% respecto a 2008 (51,105 MW). Esta nueva capacidad resultó de agregar 787.12 MW, de modificar la instalada en -194.50 MW y retirar 12 MW [1]:



Adiciones:

- CC ^{1/}, Presidente Juárez Us 10 y 11, 1 X 185.00 MW, 1 X 92.00 MW
- CC ^{1/}, San Lorenzo Potencia, 2 X 133 MW, 1 X 116.12 MW
- TG ^{1/}, Iztapalapa (ext. LyFC), 1 X 32 MW
- TG ^{1/}, Coapa (ext. LyFC), 1 X 32 MW
- TG ^{1/}, Santa Cruz (ext. LyFC), 1 X 32 MW
- TG ^{1/}, Magdalena (ext. LyFC), 1 X 32 MW

Modificaciones:

- HID ^{1/}, Infiernillo, +40.00 MW
- TG ^{1/}, Chankanaab, +1.50 MW
- TC ^{1/}, Francisco Pérez Ríos (Tula), +30.00 MW
- TG ^{1/}, San Lorenzo Potencia, -2 X 133.00 MW

Retiros:

- TG ^{1/}, Esperanzas, -1 X 12.00 MW

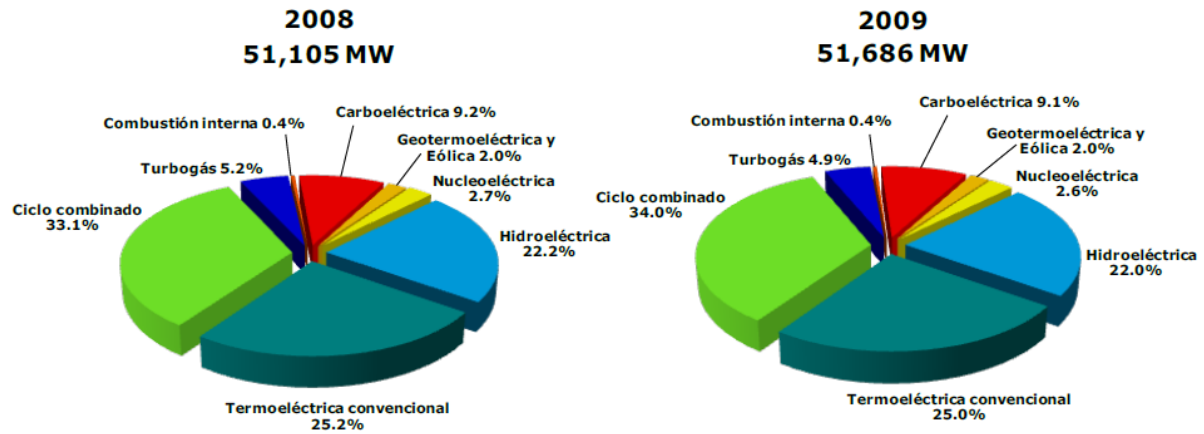
En la Tabla 2.1.2.1-1 se clasifica la capacidad por tecnología en las diferentes regiones y en la Figura 2.1.2.1 se señala su participación para 2008 y 2009.

Tabla 2.1.2.1-1. Capacidad efectiva por tecnología y área de control (MW), Servicio público.

Tecnología	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Baja California	Baja California Sur	Peninsular	Pequeños Sistemas ^{1/}	Total
Termoeléctrica convencional	2,250	2,217	3,466	2,052	936	1,100	320	113	442		12,895
Ciclo combinado	1,038	2,807	1,098	735	2,133	7,012	1,262		1,481		17,572
Turbogás	790	206	24	100	161	284	299	236	377	28	2,505
Combustión interna								183		33	216
Carboeléctrica			2,100			2,600					4,700
Hidroeléctrica	1,628	6,136	2,532	941	28	118					11,383
Nucleoeléctrica		1,365									1,365
Geotermoeléctrica		40	195				720			10	965
Eoloeléctrica		35								1	85
Total	5,706	12,856	9,414	3,828	3,263	11,114	2,601	531	2,300	72	51,686

1/ Al 31 de diciembre de 2009

2/ Sistemas aislados que abastecen a pequeñas zonas o poblaciones alejadas de la red nacional



1/ No incluye autoabastecimiento ni cogeneración

Figura 2.1.2.1. Capacidad efectiva al 31 de diciembre, Servicio público.

2.1.3 Principales centrales generadoras

En la Figura 2.1.3.1 se señala la ubicación de las centrales que destacan por su tamaño, tecnología o importancia regional. Sus nombres y la información sobre capacidad y generación en 2009 se presentan en la Tabla 2.1.3-1 [1].

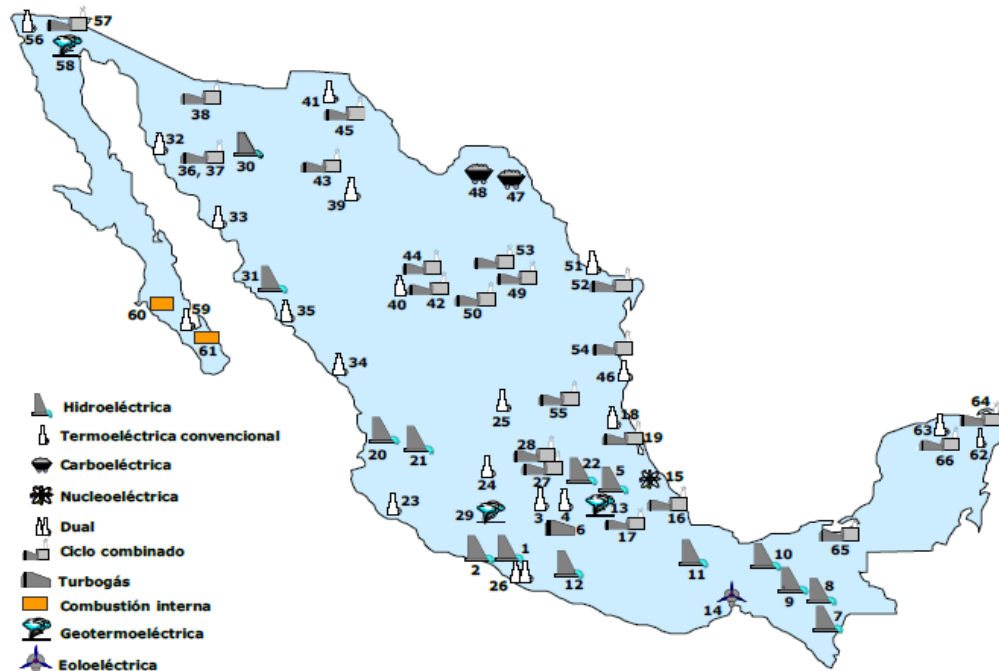


Figura 2.1.3.1. Principales centrales generadoras en 2009, Servicio público.



CAPÍTULO II. INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN Y
LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS,
COMPONENTES Y CLASIFICACIÓN



Tabla 2.1.3-1. Principales centrales: capacidad efectiva, generación bruta y factor de planta, en 2009 servicio público.

No.	Nombre de la central	Área	Estado	Municipio	Tecnología 3/	Combustible 4/	Numero de centrales	Unidades	Capacidad efectiva MW	Generación bruta GWh	Factor de planta 6/ %
1	Infiernillo	Central	Guerrero	La Unión	HID		1	6	1,040	2,140	23.8
2	La Villita (José María Morelos)	Central	Michoacán	Lázaro Cárdenas	HID		1	4	300	921	35.1
3	Tula (Francisco Pérez Ríos)	Central	Hidalgo	Tula	TC, CC	COM y GAS	2	11	2,065	8,514	47.7
4	Valle de México	Central	México	Acolman	TC, CC	GAS	1	7	999	6,065	69.3
5	Necaxa [extinta LyFC]	Central	Puebla	J. Galindo	HID		1	10	109	312	32.7
6	Generación Distribuida [extinta LyFC]	Central	México y D.F.	Varios	TG	GAS	12	13	416	1,717	58.8
7	Angostura (Belisario Domínguez)	Oriental	Chiapas	V. Carranza	HID		1	5	900	2,299	29.2
8	Chicoasén (Manuel Moreno Torres)	Oriental	Chiapas	Chicoasén	HID		1	8	2,400	4,725	22.5
9	Malpaso	Oriental	Chiapas	Tecpatán	HID		1	6	1,080	3,107	32.8
10	Peñitas	Oriental	Chiapas	Ostuacán	HID		1	4	420	1,493	40.6
11	Temascal	Oriental	Oaxaca	San Miguel	HID		1	6	354	1,213	39.1
12	Caracol (Carlos Ramírez Ulloa)	Oriental	Guerrero	Apaxtla	HID		1	3	600	822	15.6
13	Humeros	Oriental	Puebla	Chignautla	GEO		1	8	40	325	92.6
14	La Venta	Oriental	Oaxaca	Juchitán	EOL		1	104	85	249	33.6
15	Laguna Verde	Oriental	Veracruz	Alto Lucero	NUC	UO ₂	1	2	1,365	10,501	87.8
16	Dos Bocas	Oriental	Veracruz	Medellín	CC	GAS	1	6	452	2,530	63.9
17	San Lorenzo	Oriental	Puebla	Cuatlancingo	CC	GAS	1	3	382	403	16.7
18	Tuxpan (Adolfo López Mateos)	Oriental	Veracruz	Tuxpan	TC, TG	COM y GAS	1	7	2,263	8,155	41.1
19	Tuxpan II, III, IV y V (PIE) 2/	Oriental	Veracruz	Tuxpan	CC	GAS	3	12	1,973	15,237 3/	88.2
20	Agua milpa Solidaridad	Occidental	Nayarit	El Nayarit	HID		1	3	960	1,366	16.2
21	El Cajón (Leonardo Rodríguez Alcaine)	Occidental	Nayarit	Santa María del Oro	HID		1	2	750	569	8.7
22	Zimapán (Fernando Hiriart Balderrama)	Occidental	Hidalgo	Zimapán	HID		1	2	292	1,167	45.6
23	Manzanillo I y II	Occidental	Colima	Manzanillo	TC	COM	2	6	1,900	7,291	43.8
24	Salamanca	Occidental	Guanajuato	Salamanca	TC	COM y GAS	1	4	866	400	5.3
25	Vila de Reyes	Occidental	San Luis Potosí	Villa de Reyes	TC	COM	1	2	700	3,092	50.4
26	Petalcalco (Plutarco Elías Calles)	Occidental	Guerrero	La Unión	DUAL	COM y K	1	6	2,100	12,299	66.9
27	El Sauz	Occidental	Querétaro	P. Escobedo	CC	GAS	1	7	603	4,260	80.7
28	El Sauz (Bajío) (PIE) 21	Occidental	Guanajuato	S. Luis de la Paz	CC	GAS	1	4	495	4,162 51	96.0
29	Los Azufres	Occidental	Michoacán	Cd. Hidalgo	GEO		1	15	195	1,498	87.9
30	El Novillo (Plutarco Elías Calles)	Noroeste	Sonora	Soyopa	HID		1	3	135	434	36.7
31	Huites (Luis Donaldo Colosio)	Noroeste	Sinaloa	Choix	HID		1	2	422	911	24.7
32	Puerto Libertad	Noroeste	Sonora	Pitiquito	TC	COM	1	4	632	2,332	43.0
33	Guaymas II (Carlos Rodríguez Rivera)	Noroeste	Sonora	Guaymas	TC	COM	1	4	434	1,438	35.1
34	Mazarán II (José Aceves Pozos)	Noroeste	Sinaloa	Mazatlán	TC	COM	1	3	616	2,576	47.7
35	Topolobampo II (Juan de Dios Bátiz)	Noroeste	Sinaloa	Ahorne	TC	COM	1	3	320	1,533	56.5
36	Hermosillo	Noroeste	Sonora	Hermosillo	CC	GAS	1	2	227	1,567	78.8



CAPÍTULO II. INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN Y LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS, COMPONENTES Y CLASIFICACIÓN



No.	Nombre de la central	Área	Estado	Municipio	Tecnología 3/	Combustible 4/	Numero de centrales	Unidades	Capacidad efectiva MW	Generación bruta GWh	Factor de planta 6/ %
37	Hermosillo (PIE) ^{2/}	Noroeste	Sonora	Hermosillo	CC	GAS	1	1	250	2,025 ^{5/}	92.5
38	Naco Nogales (PIE) ^{2/}	Noroeste	Sonora	Agua Prieta	CC	GAS	1	2	258	2,092 ^{5/}	92.6
39	Francisco Villa	Norte	Chihuahua	Delicias	TC	COM y GAS	1	5	300	1,010	38.4
40	Lerdo (Guadalupe Victoria)	Norte	Durango	Lerdo	TC	COM	1	2	320	1,346	48.0
41	Samalayuca I y II	Norte	Chihuahua	Cd. Juárez	TC, CC	COM y GAS	2	8	838	4,957	67.5
42	Gómez Palacio	Norte	Durango	Gómez Palacio	CC	GAS	1	3	240	1,163	55.4
43	El Encino (Chihuahua II)	Norte	Chihuahua	Chihuahua	CC	GAS	1	5	619	4,541	33.7
44	La Laguna II (PIE) ^{2/}	Norte	Durango	Gómez Palacio	CC	GAS	1	3	458	3,767	36.4
45	Chihuahua III (PIE) ^{2/}	Norte	Chihuahua	Juárez	CC	GAS	1	3	259	1,665 ^{5/}	73.4
46	Altamira	Noreste	Tamaulipas	Altamira	TC	COM y GAS	1	4	800	1,634	23.3
47	Río Escondido (José López Portillo)	Noreste	Coahuila	Río Escondido	CAR	K	1	4	1,200	8,707	82.8
48	Carbón II	Noreste	Coahuila	Nava	CAR	K	1	4	1,400	8,179	66.7
49	Huinalá I y II	Noreste	Nuevo León	Pesquería	CC, TG	GAS	2	8	978	4,912	57.3
50	Saltillo (PIE) ^{2/}	Noreste	Coahuila	Ramos Arizpe	CC	GAS	1	2	248	1,815 ^{5/}	33.7
51	Río Bravo (Emilio Portes Gil)	Noreste	Tamaulipas	Río Bravo	TC, CC	COM y GAS	1	4	511	1,442	32.2
52	Río Bravo H, III y IV (PIE) ^{2/}	Noreste	Tamaulipas	Valle Hermoso	CC	GAS	3	9	1,490	7,343 ^{5/}	60.1
53	Monterrey III (PIE) ^{2/}	Noreste	Nuevo León	S. N. Garza	CC	GAS	1	2	449	3,597 ^{5/}	91.5
54	Altamira II, III, IV y V (PIE) ^{2/}	Noreste	Tamaulipas	Altamira	CC	GAS	3	15	2,652	18,682 ^{5/}	30.4
55	Tamazunchale (PIE) ^{2/}	Noreste	San Luis Potosí	Tamazunchale	CC	GAS	1	6	1,135	8,036 ^{5/}	31.3
56	Presidente Juárez	Baja California	Baja California	Rosarito	TC, CC, TG	COM y GAS	3	13	1,303	4,416	43.2
57	Mexicali (PIE) ^{2/}	Baja California	Baja California	Mexicali	CC	GAS	1	3	439	2,261 ^{5/}	52.8
58	Cerro Prieto	Baja California	Baja California	Mexicali	GEO		4	13	720	4,830	77.4
59	Punta Prieta	Baja California	Baja California Sur	La Paz	TC	COM	1	3	113	616	62.5
60	San Carlos (Agustín Olachea A.)	Baja California	Baja California Sur	San Carlos	CI	COM y DIE	1	3	104	651	71.3
61	Baja California Sur I	Baja California	Baja California Sur	La Paz	CI	COM y DIE	1	2	79	504	73.0
62	Valladolid (Felipe Carrillo Puerto)	Peninsular	Yucatán	Valladolid	TC, CC	COM y GAS	2	5	295	1,307	69.9
63	Mérida II	Peninsular	Yucatán	Mérida	TC, TG	COM y GAS	2	3	198	1,061	61.2
64	Valladolid III (PIE) ^{2/}	Peninsular	Yucatán	Valladolid	CC	GAS	1	3	525	3,737	31.3
65	Campeche (PIE) ^{2/}	Peninsular	Campeche	Palizada	CC	GAS	1	1	252	862 ^{5/}	39.0
66	Mérida III (PIE) ^{2/}	Peninsular	Yucatán	Mérida	CC	GAS	1	3	434	2,299 ^{5/}	54.2
	Suma						94	439	47,945	228,331	54.4
	Otras termoeléctricas ^{7/}						43	130	2,119	1,811	9.8
	Otras hidroeléctricas						65	155	1,621	4,965	35.0
	Total						207	774	51,686	235,107	52.3

1/ Al 31 de diciembre 2/ Productor Independiente de Energía

3/ HID: Hidroeléctrica, TC: Termoeléctrica convencional, CC: Ciclo combinado, TG: Turbogás, CAR: Carboeléctrica,

NUC: Nucleoeléctrica, GEO: Geotermoeléctrica, EOL: Eoloeléctrica, CI: Combustión interna

4/ COM: Combustóleo, GAS: Gas, K: Carbón, UO₂: Óxido de Uranio, DIE: Diésel

5/ Fuente: SENER 6/ Calculado con la capacidad media anual equivalente

7/ Incluye Eoloeléctrica

2.1.4 Centrales hidroeléctricas del SEN

El mayor desarrollo hidroeléctrico del país, con 4,800 MW, se localiza en la cuenca del río Grijalva y está integrado por las centrales Angostura (Belisario Domínguez), Chicoasén (Manuel Moreno Torres), Malpaso y Peñitas (Ángel Albino Corzo). A diciembre de 2009 representaba 42.2% de la capacidad hidroeléctrica total en operación.

Otro desarrollo importante está en la cuenca del río Balsas, ubicado al occidente del país. Incluye las centrales Caracol (Carlos Ramírez Ulloa), Infiernillo y La Villita (José María Morelos), con un total de 1,940 MW, que corresponden a 17% de la capacidad hidroeléctrica.

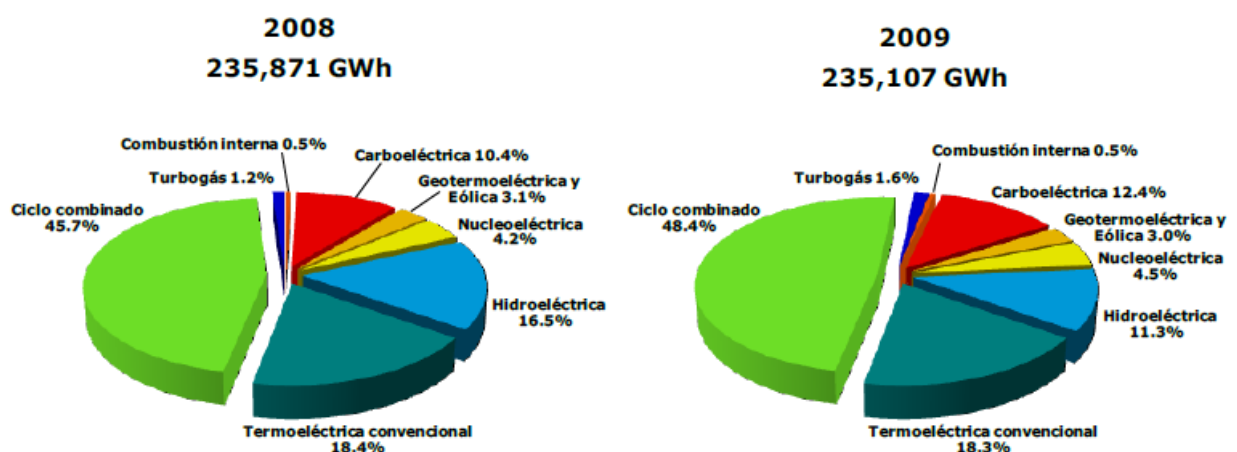
En 2007 entró en operación en la cuenca del río Santiago la central El Cajón con 750 MW, que junto con Aguamilpa, se localizan en Nayarit. Ambas participan con 1,710 MW, lo que equivale a 15% de la capacidad con esta tecnología.

Huites (Luis Donaldo Colosio) en el noroeste, con dos unidades de 211 MW cada una, así como Zimapán (Fernando Hiriart Balderrama) en el centro del país, también con dos unidades de 146 MW cada una, representan 6.3% de la capacidad hidroeléctrica total.

El 19.5% restante se encuentra distribuido principalmente en cuencas de menor tamaño a lo largo y ancho del país, principalmente en las regiones centro y sur [1].

2.1.5 Generación Bruta

En la Figura 2.1.5.1 se muestra la energía generada por tipo de tecnología, necesaria para atender el servicio público en el 2008 y el 2009, lo cual muestra un decrecimiento de 0.3 % en 2009 con respecto al año anterior [1].



1/ No incluye autoabastecimiento local y remoto, cogeneración y excedentes.

Figura 2.1.5.1. Energía producida 2008-2009, Servicio Público.

2.2 Centrales hidroeléctricas

En el proceso de generación de energía eléctrica, la energía potencial del agua almacenada en el embalse es transformada en energía cinética y energía de presión dinámica por el paso del agua a través de conductos forzados. Al paso del agua por las turbinas, esta energía es convertida en energía mecánica, a su vez transmitida mediante el eje del generador; en este último la energía mecánica es transformada en energía eléctrica, la cual pasa por una subestación elevadora de tensión y por último se transmite por medio de una red de transmisión que la hará llegar a los centros de consumo.

La energía hidráulica representa en México aproximadamente el 22% de la energía utilizada para la generación eléctrica y su uso por lo general solo lo restringe la disponibilidad de los recursos hídricos (precipitaciones pluviales) que se presentan por efecto de la condensación del vapor de agua en la atmósfera.

Las centrales hidroeléctricas son instalaciones que generan energía eléctrica utilizando caídas de agua, sin costo de combustible. Su operación es simple, mantenimiento mínimo y vida útil prolongada pueden construirse en tamaños que permiten satisfacer demandas de energía eléctrica de grandes ciudades, así como también de pequeñas localidades e incluso de viviendas individuales que se encuentran en zonas rurales alejadas de las grandes redes eléctricas [3, 11].

Una planta de generación hidroeléctrica consta de la siguiente estructura:

- Embalse
- Presa
- Rejas filtradoras
- Tubería forzada
- Conjunto de grupos de turbina-alternador
- Turbina hidráulica
- Eje
- Generador eléctrico
- Transformadores
- Líneas de transporte eléctrico

El esquema general de una central hidroeléctrica se representa de la siguiente manera (Figura 2.2.1):

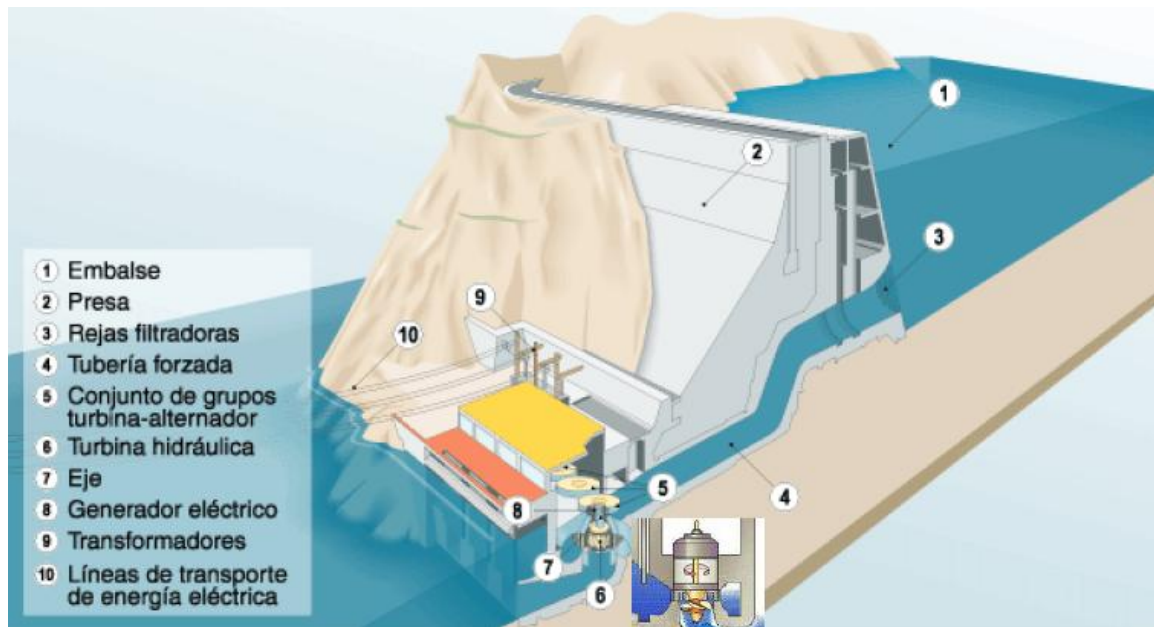


Figura 2.2.1. Esquema general de una central hidroeléctrica.

2.2.1 Componentes de una central hidroeléctrica

En general una instalación hidroeléctrica está constituida por los siguientes elementos: obra de almacenamiento (presa), canal de derivación, vaso o toma de carga, conducto forzado, central o planta de producción, canal de descarga. A los demás equipos que integran la central se les llama equipos auxiliares. En los siguientes párrafos se describen estas partes para las instalaciones hidroeléctricas [3, 10, 11, 13].

2.2.1.1 Obra de contención (presa)

Son obras civiles construidas para derivar toda o una parte de la capacidad de un río. En las instalaciones hidroeléctricas de agua fluyente las obras de contención tiene la función de crear en un punto establecido del río una elevación de la superficie libre del agua sobre aquella correspondiente al nivel normal de tal forma que permita la derivación del agua en la obra de toma y en el canal de derivación.

2.2.1.2 Canal de derivación

El canal de derivación sirve para conducir el agua desde la presa al recipiente de carga o las turbinas de la central.



En general, los elementos de conducción de agua que relacionan la toma de agua con las turbinas son:

- Canales o túneles con superficie de agua libre.
- Tuberías.

2.2.1.3 Obras de toma

Compuertas

Las compuertas que se usan en las instalaciones hidráulicas se emplean para cerrar los conductos de agua como son los canales, tuberías y para regular el gasto o caudal de agua en estos conductos.

Depósito de carga o vaso regulador

Tiene el objetivo de almacenar una cierta cantidad de agua para hacer frente a las variaciones de las cantidades requeridas por la turbina, debidas a las variaciones de la carga de los usuarios.

2.2.1.4 Canal de desfogue o de descarga

El agua después de que se ha inyectado en las turbinas, a reacción sale del rodete con una cierta turbulencia a través del llamado canal de descarga que se conduce a algún otro canal de descarga o algún río cercano a la central. Esta agua se puede almacenar en otra obra de presa más debajo de la central.

2.2.1.5 Casa de máquinas

Es el lugar donde se encuentra instalada el grupo hidroeléctrico, conformado por: turbina hidráulica (las principales son: la Rueda Pelton, la Turbina Francis, la de Hélice o turbina Kaplan), generador eléctrico, tablero de control, regulador automático.

2.2.1.6 Aliviaderos

Otro elemento importante es el vertedero o aliviadero, que permite la liberación de agua directamente sin pasar por la casa de máquinas. Lo que se considera como un desperdicio energético.

Para mayor información ver el Apéndice A. Componentes de las centrales hidroeléctricas.

2.3 Clasificación de las plantas hidroeléctricas

En el proceso de generación de energía eléctrica, la energía potencial del agua almacenada en el embalse es transformada en energía cinética y energía de presión dinámica por el paso del agua a través de conductos forzados. Al paso del agua por las turbinas, esta energía es convertida en energía mecánica, a su vez transmitida mediante el eje del generador; en este último la energía mecánica es transformada en energía eléctrica, la cual pasa por una subestación elevadora de tensión, siendo entonces en la red de transmisión que la hará llegar a los centros de consumo [3,7].

Por central eléctrica se entiende al complejo de obras civiles, hidráulicas y eléctricas que permiten transformar la energía potencial o cinética que contiene el agua de las caídas, los embalses o los ríos en energía eléctrica. La clasificación de las plantas hidroeléctricas se hace con base en los siguientes criterios:

- Por su tipo de embalse.
- Por el tipo de carga que suministran.
- Por la altura de caída de agua.
- Por regulación del agua.

En la Figura 2.3.1 se muestra la clasificación de las plantas hidroeléctricas y una subclasificación que más adelante se describirán.

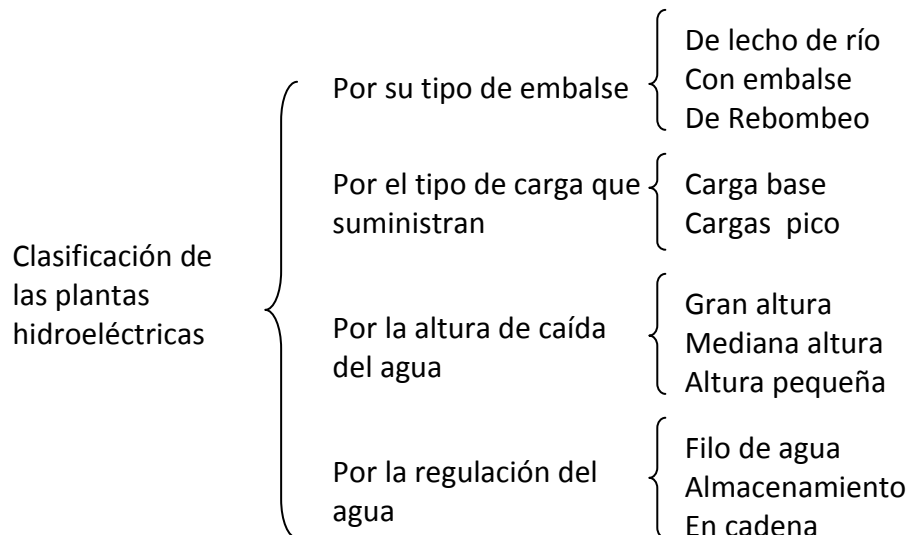


Figura 2.3.1. Clasificación de las plantas hidroeléctricas.



2.3.1 Por su tipo de embalse

2.3.1.1 Centrales lecho de río

Generalmente estas centrales se caracterizan por tener un gran caudal y poca altura. La central eléctrica se instala en el curso mismo del río o en un canal desviado después de interceptar el mismo por un dique de contención. Se puede subclasificar en centrales con embalse de regulación diaria o semanal y sin embalse. En las centrales sin embalse el agua se utiliza solamente cuando está disponible y por lo tanto no pueden operarse en forma controlada para satisfacer una porción determinada de la curva de carga. Las centrales con embalse pueden ser utilizadas para satisfacer partes de la curva de demanda dependiendo de la capacidad del embalse.

2.3.1.2 Centrales con embalse

Estas centrales utilizan un embalse aguas arriba que almacena el agua para ser utilizada en forma controlada de acuerdo con políticas de operación de las centrales y requerimientos de suministro del sistema de energía eléctrica al que se conecta. Estos embalses generalmente son de regulación anual o plurianual lo que permite una operación controlada de la central por periodos largos. Esta característica permite a estas centrales ser operadas para satisfacer cargas base o cargas pico del sistema.

2.3.1.3 Centrales de rebombeo

Este tipo de centrales utilizan dos embalses para su operación. Uno situado aguas arriba de la central y otro situado aguas abajo. Durante los periodos de poca demanda de energía del sistema, se utiliza energía eléctrica de otras centrales conectadas eléctricamente con la central de rebombeo para bombear agua del embalse aguas abajo hacia el embalse aguas arriba. Durante los periodos de gran demanda de energía el agua del embalse superior se utiliza para generar energía eléctrica. Este proceso de utilizar el equipo motriz como turbina y bomba se lleva a cabo por la misma maquina mediante un diseño especial de la turbina que la hace operar ya sea como turbina o como bomba. Durante el periodo de rebombeo el generador eléctrico opera como motor síncrono haciendo funcionar a la turbina que actúa como bomba. En el proceso inverso la maquina síncrona opera como un motor movido por la turbina.



Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial del agua, y aunque suministrada de forma natural por las lluvias se requiere construir obras civiles que permitan almacenar y aprovechar esta energía. Rara vez existe una caída natural de agua que permita la inmediata instalación de las turbinas hidráulicas y se tiene la necesidad de crear en forma artificial el desnivel necesario con el propósito de almacenar y utilizar esta energía.

Es de gran importancia, para la generación de la electricidad, el conocimiento del régimen hidráulico, por lo cual es necesario determinar su capacidad y las variaciones que tenga durante los meses del año. Por lo tanto se requiere efectuar estudios estadísticos de las observaciones hidrológicas por periodos de tiempo largos, por lo general de varios años. De esta manera se obtiene información confiable, estadísticamente.

Las centrales hidroeléctricas, utilizan la energía potencial o cinemática del agua lograda por el desnivel de los ríos, caídas o embalses y la central. Al agua se le conduce a través de tuberías hasta hacerla chocar contra las aspas de una turbina, lo que hace girar su eje o flecha. El movimiento de la flecha se utiliza para mover un electroimán dentro de una bobina con lo cual se produce la energía eléctrica.

2.3.2 Por el tipo de carga que suministran

2.3.2.1 Centrales para carga base

Este tipo de centrales satisfacen la carga base de la curva de demanda del sistema de energía eléctrico, es decir, carga que es carga prácticamente constante. Las centrales hidroeléctricas de lecho de río sin embalse y las centrales con embalse de regulación anual o plurianual en periodos de lluvias son las mejor calificadas para operar como central base.

2.3.2.2 Centrales para cargas pico

Estas centrales satisfacen los picos de la curva de demanda del sistema de energía eléctrica. Las centrales de lecho de río con embalse así como las centrales de rebombeo son especialmente adecuadas para operar durante los periodos de demanda pico. Las centrales con embalses de regulación anual y plurianual también son usadas para cubrir los picos de demanda.



2.3.3 De acuerdo con la altura de la caída de agua

2.3.3.1 Centrales con gran altura

Este tipo de centrales se caracterizan por tener turbinas pequeñas de tipo Francis lenta o Pelton. Debido a la gran altura de la caída del agua, no requieren de embalses de gran tamaño. La altura de la caída del agua es de 300 metros o más, los costos de estas centrales son generalmente bajos.

2.3.3.2 Centrales con mediana altura

Las características principales de estas centrales son embalses de regulación anual o plurianual, turbinas Francis de velocidad normal o Kaplan o turbinas de hélice y costos regulares. La altura de la caída de agua es entre 70 y 300 metros.

2.3.3.3 Centrales con altura pequeña

Estas centrales son generalmente del tipo de lecho de río sin embalse o con embalse de regulación diaria. Las turbinas son del tipo Francis exprés, Kaplan o de hélice y son de gran tamaño. La altura de la caída del agua es de 70 metros o menos.

2.3.4 Por regulación del agua

2.3.4.1 Plantas filo de agua

Son centrales con embalses muy pequeños, prácticamente utilizan el agua necesaria en las turbinas para su potencia máxima, si llega un caudal superior por el río, es necesario botar el agua en exceso. No tienen capacidad de regulación durante el periodo de análisis también son llamadas plantas con embalse de compensación o plantas de pasada o de aguas fluyentes, a continuación se representa una planta filo de agua (Figura 2.3.4.1.1).

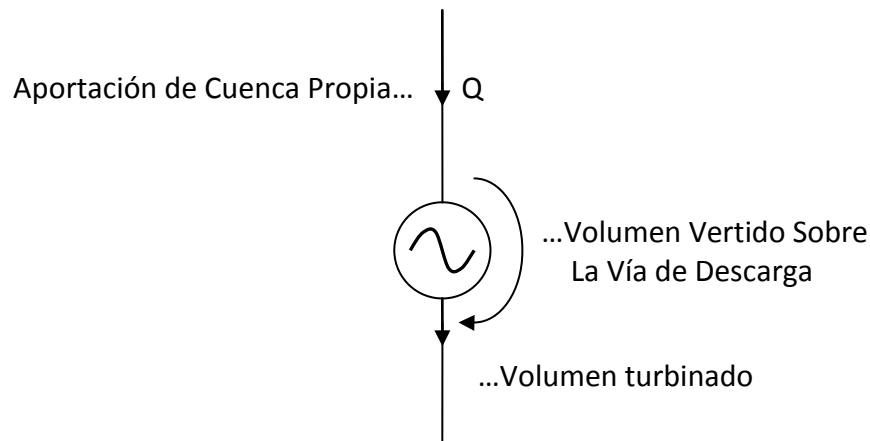


Figura 2.3.4.1.1. Planta filo de agua.

2.3.4.2 De almacenamiento

Tienen la capacidad de almacenar agua y la regulación es superior al periodo de análisis. Las centrales hidroeléctricas de embalse tienen capacidad para acumular cierta cantidad de agua (y por ende de energía). Según la capacidad de almacenamiento del embalse puede hacerse una regulación estacional o incluso interanual. Así, para operar en forma óptima una central de este tipo, la energía almacenada debe usarse en el momento más oportuno para reducir el costo de operación del sistema. Además, en este tipo de central debe tomarse en cuenta que para sacar el máximo provecho al recurso hídrico, la cota debe estar lo más cercana posible a la cota máxima del embalse. Es por ello que en el modelado de la generación, para obtener la mayor cantidad de potencia posible por cada metro cúbico de agua, debe procurarse que la cota permanezca lo más alta posible, aunque no a tal punto que llegue a producirse vertimiento y desperdicio del agua, a continuación se representa una planta con embalse (Figura 2.3.4.2.1).

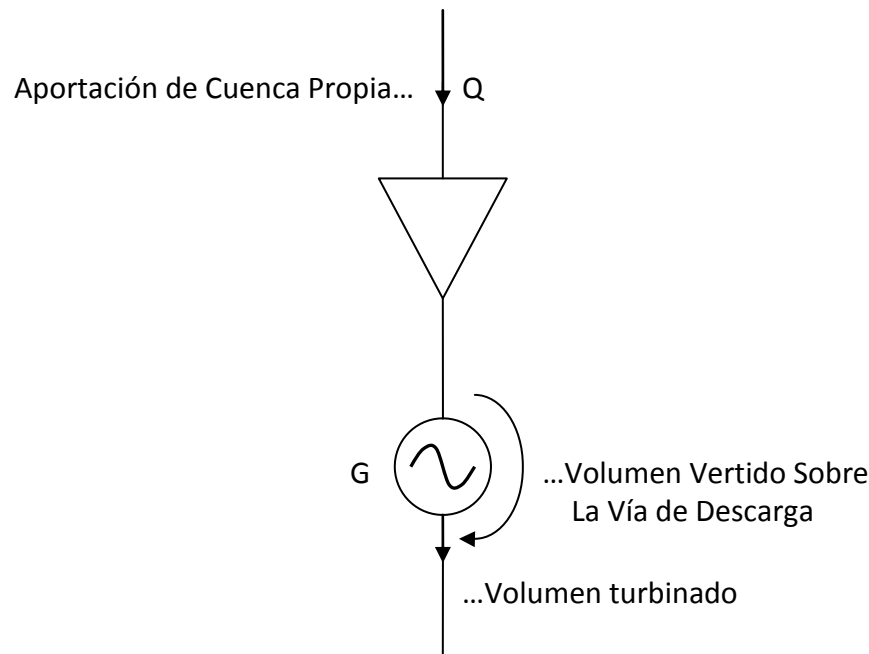


Figura 2.3.4.2.1. Planta con embalse.

2.3.4.3 Plantas en cadena

También conocida como cuenca, ya que es el conjunto de embalses unidos físicamente por vías, estas pueden admitir cualquier topología representada en términos de embalses, plantas y vías como se muestra en la Figura 2.3.4.3.1. Para tomar decisiones en esas plantas se deben tener en cuenta todo el conjunto, ya que hay que manejar muy bien la operación de la cadena para optimizar el despacho económico del sistema.

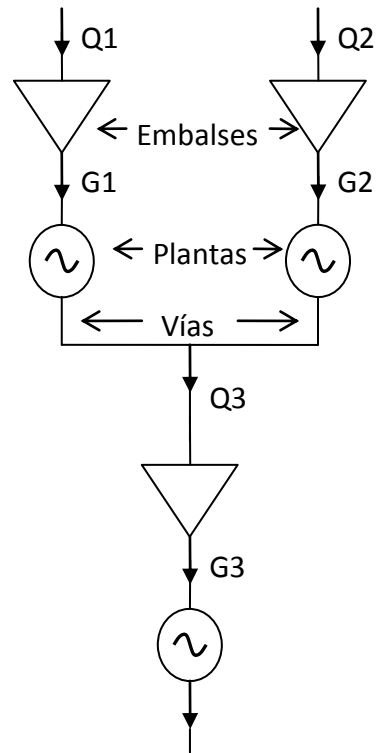


Figura 2.3.4.3.1. Plantas en cadena.



3. C A P Í T U L O I I I

CARACTERÍSTICAS DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

En este capítulo se describen brevemente los factores que influyen en la operación de los sistemas hidroeléctricos, las curvas características de las centrales hidroeléctricas y se hace una revisión bibliográfica de las fórmulas de potencia y energía, el cálculo de la energía que se obtiene a partir de una planta hidráulica y la ecuación de continuidad de un embalse.

3.1 Factores que influyen en la operación de los sistemas hidroeléctricos

En la operación de los sistemas hidroeléctricos se tienen diversos factores que influyen en el desempeño de los mismos como son:

- **Evaporaciones.**- Ya que las pérdidas por evaporación depende del área espejo del agua y consecuentemente su equivalente energético es función de la energía almacenada.
- **Aportaciones Naturales.**- Los caudales de los ríos son causados por los escurrimientos producidos por las precipitaciones y en cuencas sin desarrollo de obras artificiales, las variaciones de niveles y descargas resultan de los cambios en la duración, frecuencias, intensidad y distribución espacial de las precipitaciones o de las características de la cuenca.
- **Filtraciones.**- Son volúmenes de agua que son filtrados por las paredes del embalse, pueden ser representados por un volumen de pérdidas incluido junto con las evaporaciones.
- **Volumen Turbinado.**- Es la cantidad de agua que pasa por las turbinas de las plantas que toman agua del embalse produciendo energía eléctrica.
- **Volumen Almacenado.**- Es la cantidad de agua que se tiene en el embalse.
- **Volumen Útil.**- Es la cantidad de agua que puede ser turbinada, comprendida entre el nivel de vaso y el nivel mínimo de operación.
- **Nivel de Aguas Máximo de Generación (NAMO).**- Es el nivel máximo permitido en el embalse para su operación.
- **Nivel de Aguas Mínimo de Operación (NAMINO).**- Es el nivel mínimo permitidos en el embalse para su operación.

3.2 Potencia y energía

Potencia de la concesión

Es la potencia que teóricamente se podrá obtener durante todo el año de forma continua. También se la designa como potencia legal, media o nominal [3, 7].

$$P_c = \frac{1}{T} \int_0^T \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_c \cdot dt \quad (3.2.1)$$

Siendo:

P_c = Potencia de la concesión (W).

Q = Caudal (m^3/s).

ρ = Densidad del fluido (para el agua $\rho = 1.000 \text{ kg}/m^3$).

$g = 9,81 \text{ m/s}^2$.

H_c = Altura de la concesión (m).

T = Tiempo (s) ($1 \text{ a} = 31,536 \times 10^6 \text{ s}$).

Sustituyendo los valores para el agua se obtiene:

$$P_c = \frac{9810}{T} \int_0^T Q \cdot H_c \cdot dt \quad (3.2.2)$$

Potencia efectiva

La potencia efectiva se obtiene como:

$$P_e = \eta_{\text{tubería forzada}} \cdot \eta_{\text{turbina}} \cdot \eta_{\text{generador}} \cdot P_c = \eta_{\text{total}} \cdot P_c \quad (3.2.2)$$

Potencia máxima

Es la potencia que puede obtenerse de los generadores en servicio continuo en las condiciones más favorables de salto y caudal.

$$P_{\max} = 9.8 \times 10^3 \cdot Q_{\max} \cdot H_{\max} \cdot \eta_{\max} [W] \quad (3.2.3)$$

Potencia instalada

Es la suma de las potencias de placa de las maquinas instaladas en la central. En las centrales hidráulicas cuya misión es abastecer un centro de consumo la potencia instalada será la potencia mínima para cubrir las necesidades de las mismas. Sin embargo, si lo que se desea es vender la energía producida, la potencia instalada será la que corresponda al caudal de equipamiento máximo [3, 7]:

$$P_{instalada} = P_{máxima} \quad (3.2.4)$$

Energía hidráulica de la concesión

Es la energía teórica que se puede obtener durante un año:

$$E_c = P_c \cdot T \text{ [J]} \quad (3.2.5)$$

Energía efectiva

La energía efectiva se obtiene como:

$$E_e = \eta_{total} \cdot E_c \quad (3.2.6)$$

Expresado este valor en función del caudal recogido durante un año, para un rendimiento total de 78%, y en KWh, se obtiene la formula práctica aproximada de:

$$E_e = \frac{Q_a \cdot H_m}{470} \text{ [KWh]} \quad (3.2.7)$$

Siendo:

Q_a = Volumen de agua recogido durante un año (m^3).

H_m = Salto motor en (m).

$\eta_{total} = 0,78$.

Energía firme

Es la cantidad de energía que se puede garantizar que se va a generar con una probabilidad determinada.

La energía firme de una planta hidráulica cuando se está en operación aislada es aquella energía que entrega con una confiabilidad determinada. Cuando está en operación integrada es la energía que aporta al sistema dada una confiabilidad [5].

3.3 Características de generación de unidades hidroeléctricas

Las unidades hidroeléctricas tienen características de entrada y salida similares a las turbinas de vapor. La entrada es en términos de volumen de agua por unidad de tiempo, la salida es en términos de energía eléctrica. La Figura 3.3.1 muestra una curva típica de la entrada-salida para la planta hidroeléctrica en la carga hidráulica neta es constante.

Esta característica muestra una curva casi lineal de los requisitos de entrada de volumen de agua por unidad de tiempo en función de la producción de energía a medida que aumenta la potencia de salida de mínimo a la carga nominal. Sobre este punto, el aumento de volumen de requisitos como la eficiencia de la unidad se cae. La característica del incremento del caudal se muestra en la Figura 3.3.2. Las unidades que se muestran en estas dos curvas están en unidades del sistema Inglés. Es decir, el volumen se muestra como acres pies (un acre de agua a un pie de profundidad). Unidades métricas se utilizan al igual que miles de metros cúbicos por segundo (m^3/s) para el incremento del caudal.

La Figura 3.3.3 muestra las características de entrada-salida de una central hidroeléctrica con la cabeza variable. Este tipo de característica se produce siempre que la variación en el estanque de almacenamiento (es decir, cámara de carga) y / o después de elevaciones de la bahía es un porcentaje bastante grande de la red global de carga hidráulica [9].

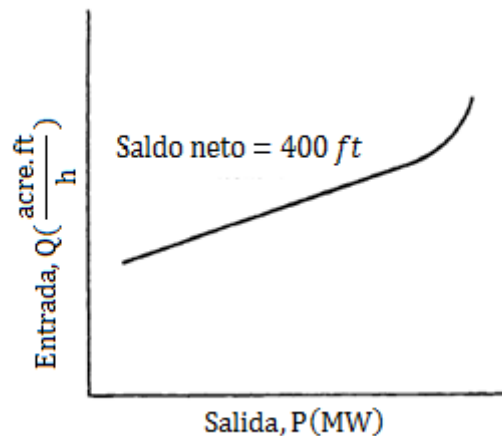


Figura 3.3.1. Curva de entrada-salida de una central hidroeléctrica.

La programación de las plantas hidroeléctricas de las características de cabeza variable es más difícil que la programación de las centrales hidroeléctricas con la cabeza fija. Esto es cierto no sólo debido a la multiplicidad de las curvas de entrada y salida que deben ser considerados, sino también porque la capacidad máxima de la planta también tienden a variar con la carga hidráulica. En la Figura 3.3.3, el volumen de agua requerido para una determinada producción de energía disminuye a medida que aumenta la cabeza. (Es decir, $\partial Q / \partial \text{head}$ o $\partial Q / \text{volumen}$ son negativos para una potencia fija.) En una sección posterior,

se discuten los métodos que se han propuesto para la programación óptima de los sistemas de energía hidrotérmica en los sistemas hidroeléctricos presentan características principales variables. La Figura 3.3.4 muestra el tipo de características exhibidas por las plantas hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo.

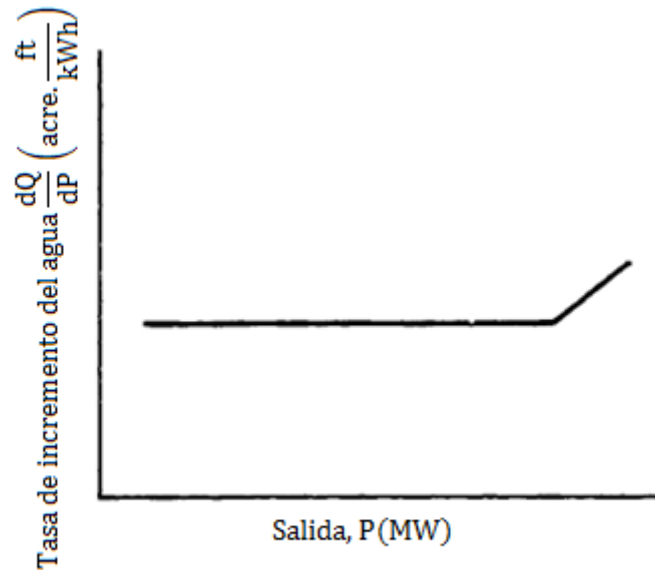


Figura 3.3.2. Curva de incremento del caudal de una planta hidroeléctrica.

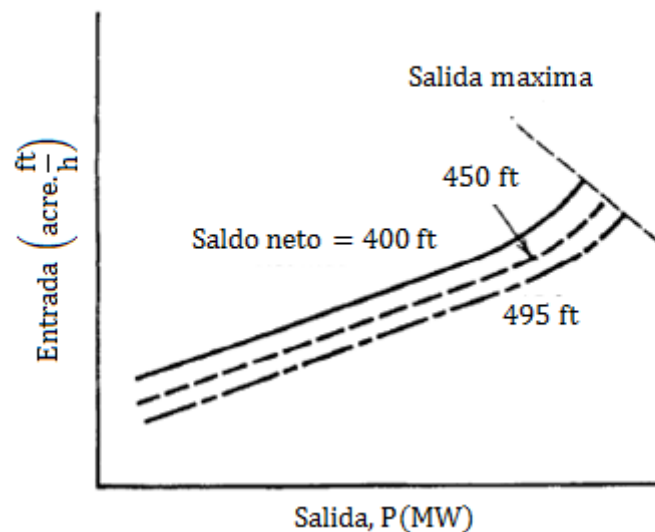


Figura 3.3.3. Curva de entrada-salida de una planta hidroeléctrica con cabeza variable.

Estas plantas están diseñadas para que el agua se pueda almacenar bombeando contra una cabeza de red hidráulica para la descarga en un momento más propicio. Este tipo de planta se instaló originalmente con distintos turbinas hidráulicas y bombas eléctricas, impulsadas

por motores. En los últimos años, las turbinas reversibles, bombas hidráulicas se han utilizado. Estas turbinas de la bomba reversibles presentan características normales de entrada y salida cuando se utiliza como turbinas. En el modo de bombeo, sin embargo, la eficiencia de la operación tiende a caer cuando la bomba se opera fuera de la calificación de la unidad.

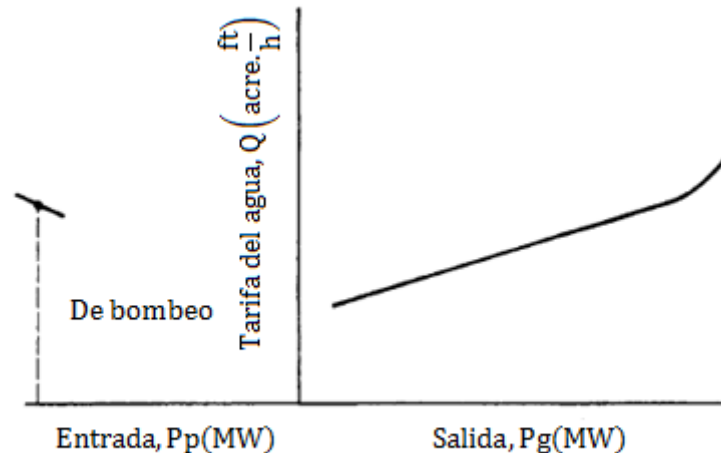


Figura 3.3.4. Característica de entrada-salida para una planta hidroeléctrica de acumulación por bombeo con cabeza fija, en una red hidráulica.

Por esta razón, la mayoría de los operadores de planta sólo puede operar estas unidades en el modo de bombeo con una carga fija de bombeo. Las características adicionales de agua al funcionar como una turbina, por supuesto, de forma similar a las unidades convencionales ilustrado anteriormente.

La programación de las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo también puede ser complicado por la necesidad de reconocer los efectos de la cabeza variable. Estos efectos pueden ser más pronunciados en la variación de la capacidad máxima de la planta y no en la presencia de múltiples curvas de entrada y salida. Esta capacidad máxima variable puede tener un efecto significativo sobre los requisitos para la selección de la capacidad para ejecutar en el sistema, ya que estas plantas hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo por lo general se pueden considerar como la capacidad de giro de las reservas. Es decir, se utilizará sólo durante los períodos de generación de mayor costo en las unidades de calor, otras veces puede ser considerado como disponible ("reserva rodante"). Es decir, durante los períodos en que normalmente sería de bombeo, que puede ser apagado para reducir la demanda. Cuando está inactivo, se pueden empezar rápidamente. En este caso, la capacidad máxima disponible tendrá un impacto significativo sobre los requisitos para tener otras unidades disponibles para satisfacer las necesidades totales del sistema de giro de las reservas.

Estas plantas hidroeléctricas y sus características (tanto las características para el bombeo de almacenamiento y las plantas hidroeléctricas convencionales de almacenamiento) se ven afectados en gran medida por la configuración hidráulica que existe en la planta se ha instalado y los requisitos para los flujos de agua que puede no tener nada que hacer con la producción de energía. Las características que acabamos de ilustrar son para plantas individuales, aisladas. En muchos sistemas de ríos, las plantas están conectadas tanto en serie y en paralelo (hidráulicamente hablando). En este caso, la liberación de una planta de aguas arriba contribuye a la entrada de plantas de aguas abajo. Puede haber tributarios entre las plantas que contribuyen a que el agua almacenada detrás de una presa aguas abajo. La situación se vuelve aún más compleja cuando las plantas de almacenamiento por bombeo se construyen en relación con las centrales convencionales de centrales hidroeléctricas. El problema de la utilización óptima de estos recursos implica los complicados problemas relacionados con la programación de agua, así como el óptimo funcionamiento del sistema de energía eléctrica para reducir al mínimo los costes de producción. Sólo se puede tocar en estas materias en el texto e introducir el tema. Debido a la importancia del acoplamiento hidráulico entre las plantas, se puede afirmar que no hay dos sistemas hidroeléctricos son exactamente los mismos [9].

3.4 Cálculo de la energía que se obtiene a partir de una planta hidráulica

La energía que produce una planta hidráulica puede expresarse como una función del desembalsamiento; esto puede verse con base a las siguientes consideraciones [5]:

$$\text{Presión} = P \cdot g \cdot h$$

(3.4.1)

Dónde:

ρ = Densidad

g = Gravedad

h = Altura

$$\begin{aligned} \text{Potencia} &= \text{Fuerza} \cdot \text{Velocidad} \\ (3.4.2) \quad &= \text{Presión} \cdot \text{Área} \cdot \text{Velocidad} \\ &= P \cdot g \cdot A \cdot \text{Velocidad} \end{aligned}$$

Dónde: A = Área

Se sabe además que:

$$\text{Caudal} = \text{Área} \cdot \text{Velocidad}$$

(3.4.3)

$$= A \cdot V$$
$$= Q$$

Luego,

$$\text{Potencia} = \rho \cdot g \cdot h \cdot Q \quad (3.4.4)$$

Q es el caudal promedio en el periodo

Para el agua:

$$\rho = 1.000 \text{ kg/m}^3$$

$$g = 9.8 \text{ m/s}^2$$

Se tiene entonces:

$$\text{Potencia} = 10^3 \cdot 9.8 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] \cdot \left[\frac{\text{m}}{\text{s}^2} \right] \cdot h[\text{m}] \cdot Q \left[\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right]$$

(3.4.5)

$$\text{Como } \frac{\text{kg} \cdot \text{m}^2}{\text{s}} = \text{Newton} \cdot \text{m} = W$$

$$\text{Potencia} = 10^3 \cdot 9.8 \cdot h \cdot Q \text{ [W]} \quad \text{ó} \quad \text{Potencia} = 9.8 \cdot h \cdot Q \text{ [kW]}$$

(3.4.6)

Esta es la potencia teórica asociada al agua en kW.

La potencia generada se obtiene multiplicando la potencia teórica por la eficiencia de la conducción hidráulica, η_{CH} , la eficiencia de la turbina η_{TV} , y la eficiencia del generador η_{ge} .

$$\text{Potencia Generada} = 9.8 \cdot \eta_{CH} \cdot \eta_{TV} \cdot \eta_{ge} \cdot H \cdot Q \text{ [kW]}$$

(3.4.7)

Si los valores de las eficiencias η_{CH} , η_{TV} y η_{ge} y la cabeza H se asumen constantes, se tiene:

$$\text{Potencia generada} = K \cdot Q \quad (3.4.8)$$

Siendo:

$$K = 9.8 \cdot \eta_{CH} \cdot \eta_{TV} \cdot \eta_{ge} \cdot H = \text{Constante} \left[\frac{\text{kW} \cdot \text{s}}{\text{m}^3} \right] \quad (3.4.9)$$

Si no se consideran las variaciones de H .

K se conoce como el factor de conversión ($F.C$) entonces una expresión para la potencia puede ser:

$$P = F.C \cdot Q \quad (3.4.10)$$

Por otra parte se conoce que $\text{Energía} = \text{Potencia promedio} \cdot \text{tiempo}$

Si se desea conocer la energía suministrada por una planta hidráulica en un periodo T debido a un desembalsamiento, se tiene que:

$$E = F.C \cdot Q \cdot T \quad (3.4.11)$$

Dependiendo del análisis T puede ser:

A corto plazo $T = 1$ hora

A largo plazo $T = 1$ mes = 720 horas

Siendo U el desembalsamiento de agua en un periodo,

$$U [m^3] = Q \left[\frac{m^3}{s} \right] \cdot tiempo[s] \text{ (periodo)} \quad (3.4.12)$$

Luego:

$$Energía \left[\frac{kWh}{s} \right] \text{ (periodo)} = F.C \left[\frac{kWh}{m^3} \right] \cdot U \left[\frac{m^3}{s} \right] \quad (3.4.13)$$

En las plantas filo de agua no se almacena el agua, entonces la energía suministrada por ellas al sistema será función sólo de la hidrología, por lo tanto, cuando se despachan sólo se examinan restricciones de operación.

3.4.1 Ecuación de continuidad de un embalse

Se considera un embalse cualquiera en un periodo i . El embalse en el periodo i tiene una hidrología A_i , un desembalsamiento U_i y un vertimiento S_i ; entonces se trata de representar el balance de agua en el embalse en un periodo i [5].

$$V_{i+1} = V_i + A_i - U_i - S_i \quad (3.4.1.1)$$

V_i = Volumen de agua al principio del periodo i o al final del periodo $i-1$.

V_{i+1} = Volumen de agua al final del periodo i o al principio del periodo $i+1$.

Del volumen de agua que se saque de un embalse depende la energía que se obtiene y dependiendo del volumen que se tenga en el embalse se determina la cantidad de energía almacenada; la relación volumen-energía se determina así [5]:

$$E = F.C \cdot Q \cdot T \quad (3.4.1.2)$$

$$P = F.C \cdot \frac{V}{T} \quad (3.4.1.3)$$

$$E = F.C \cdot V \quad (3.4.1.4)$$

Donde V = Volumen

Ejemplo 3.4.1.1; Considere un embalse con [5]:

- $h = 741 \text{ m}$
- $\eta = 0.89$
- $\eta = \eta_{tu} \cdot \eta_{ge} \cdot \eta_{tH}$
- Hidrología promedio durante el periodo $100 \text{ m}^3/\text{s}$.
- Volumen del embalse al principio del periodo 600 Mm^3 .
- Potencia promedio generada en el periodo 400 MW .
- El volumen máximo del embalse es de 750 Mm^3 .
- El periodo es de 1 mes = 720 horas.

¿Cuánto será el volumen del embalse al final del periodo?

$$F.C = 9.8 \cdot \eta \cdot h \left[\frac{\text{kW} \cdot \text{s}}{\text{m}^3} \right] = 9.8 \cdot 0.89 \cdot 741 = 6463 \left[\frac{\text{kW} \cdot \text{s}}{\text{m}^3} \right]$$

$$P = F.C \cdot Q$$

$$Q = \frac{P}{F.C} = \frac{400000 \text{ kW}}{6463 \left[\frac{\text{kW} \cdot \text{s}}{\text{m}^3} \right]} = 61.9 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right]$$

$$U_i = 61.9 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right] \cdot 720 [\text{horas}] \cdot 3600 \left[\frac{\text{s}}{1 \text{ hora}} \right] = 160.42 \text{ Mm}^3$$

$$A_i = 100 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right] \cdot 720 [\text{horas}] \cdot 3600 \left[\frac{\text{s}}{1 \text{ hora}} \right] = 259.2 \text{ Mm}^3$$

$$V_i + A_i - U_i < 750 \text{ Mm}^3 \text{ no hay vertimientos o sea que } S_i = 0$$

$$600 + 259.2 - 160.42 = 698.78 \text{ Mm}^3 < 750 \text{ Mm}^3 \text{ no hay vertimiento.}$$

$$V_{i+1} = V_i + A_i - U_i - S_i = 600 + 259.2 - 160.42 - 0 = 698.78 \text{ Mm}^3$$

698.78 Mm^3 es el volumen del embalse al final del periodo.





4. CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA, MÉTODOS DE SOLUCIÓN Y CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME

En este capítulo se describen las reglas de operación bajo las cuales se analizará el embalse y se presentan los resultados de las simulaciones realizados para la central hidroeléctrica Leonardo Rodríguez Alcaine (El Cajón) así como el análisis de los resultados obtenidos y las conclusiones del trabajo.

4.1 Reglas de operación

Para poder efectuar estudios en los cuales sea imposible operar los embalses de diferente forma, con el fin de poder decidir cuál estrategia de operación es la más oportuna debido a las condiciones hidrológicas del sistema, se ha incorporado el manejo de cinco reglas de operación, estas son: máxima extracción, mínima extracción, cota final fija, potencia fija y volumen a turbinar fijo. Debido a que las reglas de operación se asignan a nivel embalse operaran en conjunto, bajo la regla especificada en el embalse [6, 14].

4.1.1 Máxima Extracción

Esta regla de operación es la solicitud de extraer, a través de las turbinas de las unidades asociadas a las plantas que toman agua del embalse, la mayor cantidad de agua que sea posible durante el horizonte de planeación. Esta cantidad de agua depende de varios factores:

- Estado de las unidades.
- Limitaciones debidas a la vía sobre el que se descarga el volumen turbinado.
- Limitaciones debido a los embalses aguas abajo.
- Límites de generación de los grupos a los que pertenecen las plantas que toman agua del embalse.
- La magnitud de la demanda de energía.

4.1.2 Mínima Extracción

Esta regla de operación es la solicitud de extraer, a través de las turbinas de las unidades asociadas a las plantas que toman agua del embalse, la menor cantidad de agua que sea posible durante el horizonte de planeación. Esta regla depende además de los siguientes factores:

- Estado de las unidades que toman el embalse.
- Limitaciones debidas a la vía sobre la que se descarga el volumen turbinado.
- Limitaciones debidas a los embalses agua abajo.
- Disponibilidad de generación termoeléctrica.
- Magnitud de la demanda del sistema.

4.1.3 Cota final fija

Esta regla de operación establece el nivel al que debe llegar el embalse al final del horizonte de planeación. Este valor deberá estar comprendido entre el NAMO y el NAMINO.

4.1.4 Potencia final fija

Esta regla de operación establece la potencia que debe producirse durante el horizonte de planeación con las unidades asociadas a las plantas que toman agua del embalse. Esto se realiza tomando en cuenta que se va a tener diferentes niveles en el periodo de estudio por lo que se tiene una parte muy importante en la simulación que es: Volumen a turbinar variable. Con la regla de operación establece el volumen total que deberá ser turbinado durante el horizonte de planeación por las plantas que toman agua del embalse. Ya que al turbinar una cantidad de agua en un periodo de tiempo establecido se tendrá un volumen diferente por lo que de acuerdo a las curvas características de cada embalse se tendrá un diferente factor de productividad con lo cual lleva a tener turbinamiento diferente.

4.1.5 Volumen a turbinar fijo

Esta regla de operación establece el volumen total que deberá ser turbinado durante el horizonte de planeación por las plantas que toman agua del embalse.

Ejemplo 4.1; Aplicar de las reglas de operación a la central hidroeléctrica Angostura considerando el embalse con las siguientes características

- Altura promedio: 525 msnm.
- Volumen inicial de 11123.56 Mm³.
- Tiempo de estudio: 1 semana con discretizaciones en horas.
- Aportación hidráulica al embalse 300 Mm³.
- Nivel mínimo del embalse (NAMINO): 2379.53 Mm³ a 500 msnm.
- Nivel máximo del embalse (NAMO): 16737.43 Mm³ a 535 msnm.
- Número de unidades: 5 de 180 MW.

De acuerdo a las políticas de operación hidroeléctricas a resolver:

- La extracción máxima del embalse.
- La extracción mínima del embalse.
- Para una cota final de 11000 Mm³.
- Una potencia constante de 30000000 kWh.
- Un turbinamiento constante de 150 Mm³ en 168 horas.

Ecuación del balance hídrico [5]

$$V_{i+1} = V_i + A_i - U_i - S_i - E_t \quad (4.1.1)$$

donde

V_{i+1} = Volumen de agua final del periodo.

V_i = Volumen de agua al principio del periodo.

U_i = Turbinamiento o volumen de agua turbinado.

A_i = Aportaciones en el periodo.

S_i = Desbordamiento.

E_t = Evaporaciones.

Ecuación del turbinamiento [5]

$$U_0 = C.E_0 \cdot N_g \cdot P_g \cdot T \quad (4.1.2)$$

donde

$C.E_0$ = Consumo específico de la planta.

N_g = Número de unidades generadoras de la planta.

P_g = Potencia de la unidad generadora.

T = Tiempo.

Partiendo de los datos del problema se determina la altura en msnm (metros sobre el nivel del mar) para determinar el consumo específico que se tiene en el embalse.

Conociendo el polinomio característico, se interpola y se obtiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Nivel} &= 488.44609 + [(11123.56^1) \cdot (5.4519044 \times 10^{-3})] \\ &\quad - [(11123.56^2) \cdot (2.6616102 \times 10^{-7})] + [(1123.56^3) \cdot (6.4142167 \times 10^{-12})] \\ \text{Nivel} &= 524.986 \approx 525 \text{ msnm} \end{aligned}$$

Ya teniendo el nivel se calcula el consumo específico de la planta ($C.E_0$)

$$\begin{aligned} C.E_0 &= -72.787511 + [(9.39502785 \times 10^{-1}) \cdot (525)] \\ &\quad - [(2.68351931 \times 10^{-3}) \cdot (525^2)] - [(2.233067 \times 10^{-6}) \cdot (525^3)] \\ C.E_0 &= 3.9382 \approx 3.94 \text{ m}^3/\text{kWh} \end{aligned}$$

- **Cota final fija**

Con la ecuación de balance hídrico (4.1.1) se calcula el volumen a turbinar en el periodo de estudio.

$$V_1 = V_0 + A_0 - U_0 - S_0 - E_t$$

$$11000 = 11123.56 + 300 - U_0 - 0.0 - 0.0$$

$$U_0 = 11123.56 + 300 - 11000$$

$$U_0 = 423.56 \text{ Mm}^3$$

Por lo tanto se debe consumir 423.56 Mm^3 en todo el tiempo de estudio (turbinado).

Con el turbinado que se debe tener en la semana, se calcula la potencia entregada por cada unidad (ecuación 4.1.2).

$$U_0 = C.E_0 * N_g * P_g * \text{Tiempo} * \text{Días}$$

$$423.56 \text{ Mm}^3 = (3.94 \text{ m}^3/\text{kWh}) * (5) * (P_g) * (24 \text{ h}) * (7)$$

$$423.56 \text{ Mm}^3 = (3309.6 \text{ m}^3/\text{kW}) * P_g$$

$$P_g = (423.56 \times 10^6 \text{ m}^3) / (3309.6 \text{ m}^3/\text{kW}) = 127979.212 \text{ kW}$$

Por lo tanto tenemos $P_g = 127.98 \text{ MW}$ por cada unidad. La potencia generada en toda la planta será de 127.98 MW durante todo el periodo de estudio.

- **Extracción máxima**

Dado que ya se tiene el consumo específico de la planta partimos a calcular el turbinamiento que se tiene en el periodo.

$$U_0 = C.E_0 * N_g * P_g * 168$$

$$U_0 = (3.94 \text{ m}^3/\text{kWh}) * (5) * (180000 \text{ kW}) * (168)$$

$$U_0 = 595728000 \text{ m}^3$$

$$U_0 = 595.73 \text{ Mm}^3$$

El volumen al final del periodo de estudio será

$$V_1 = V_0 + A_0 - U_0 - S_0 - E_t$$

$$V_1 = 11123.56 + 300 - 595.73 - 0.0 - 0.0 = 10827.83 \text{ Mm}^3$$

Se compara si el volumen al final del estudio está dentro de sus límites

$$V_{\min} \leq V_1 \leq V_{\max}$$

$$V_{\min} = 2379.53 \text{ Mm}^3 \text{ (NAMINO)}$$

$$V_{\max} = 16737.43 \text{ Mm}^3 \text{ (NAMO)}$$

$$2379.53 \leq 10827.83 \leq 16737.43$$

Por lo tanto el volumen al final del periodo de estudio si está dentro de su volumen.

- **Extracción mínima**

La extracción mínima que se puede obtener del embalse depende de la potencia mínima de generación de cada unidad y de cuantas unidades están trabajando.

Para este ejemplo se considera una potencia mínima del 10% de la potencia efectiva y que operan 3 unidades en el periodo de estudio.

$$P_{\min} = 0.10 * (P_{\text{efectiva}})$$

$$P_{\min} = (0.10) * (180 \text{ MW})$$

$$P_{\min} = 18 \text{ MW}$$

Se calcula el turbinamiento total del embalse al final del estudio.

$$U_0 = C.E_0 * N_g * P_g * (24 * 7)$$

$$U_0 = (3.94 \text{ m}^3/\text{kWh}) * (3) * (18000 \text{ kW}) * (168)$$

$$U_0 = 35743680 \text{ m}^3$$

$$U_0 = 35.744 \text{ Mm}^3$$

Ya con turbinamiento que se obtuvo se calcula el volumen final del periodo.

$$V_1 = V_0 + A_0 - U_0 - S_0 - E_t$$

$$V_1 = 11123.56 + 300 - 35.744 - 0.0 - 0.0$$

$$V_1 = 11387.816 \text{ Mm}^3$$

Se verifica que el volumen al final del periodo de estudio esté dentro del NAMINO y NAMO

$$V_{\min} \leq V_1 \leq V_{\max}$$

$$V_{\min} = 2379.53 \text{ Mm}^3$$

$$V_{\max} = 16737.43 \text{ Mm}^3$$

$$2379.53 \leq 11387.816 \leq 16737.43$$

Como el volumen al final del periodo está dentro de estos límites se tiene que no está incumpliendo ninguna restricción.

- **Volumen a turbinar fijo**

Partiendo de que se tiene ya el turbinamiento constante calculamos la potencia generada por toda la planta.

$$U_0 = C.E_0 * N_g * P_g * \text{Tiempo} * \text{Días}$$

$$150 \text{ Mm}^3 = (3.94 \text{ m}^3/\text{kWh}) * (5) * (P_g) * (24 \text{ h}) * (7)$$

$$150 \text{ Mm}^3 = (3309.6 \text{ m}^3/\text{kW}) * P_g$$

$$P_g = (150 \times 10^6 \text{ m}^3) / (3309.6 \text{ m}^3/\text{kW}) = 45322.69761 \text{ kW}$$

$$P_g = 45.322 \text{ MW por unidad generadora.}$$

Se calcula el volumen al final del periodo

$$V_1 = V_0 + A_0 - U_0 - S_0 - E_t$$

$$V_1 = 11123.56 + 300 - 150 - 0.0 - 0.0$$

$$V_1 = 11273.56 \text{ Mm}^3$$

Se determina si el volumen al final del periodo de estudio está dentro del NAMINO y del NAMO.

$$V_{\min} \leq V_1 \leq V_{\max}$$

$$V_{\min} = 2379.53 \text{ Mm}^3$$

$$V_{\max} = 16737.43 \text{ Mm}^3$$

$$2379.53 \leq 11273.56 \leq 16737.43$$

Por lo tanto el final del periodo está dentro de sus límites y no existe déficit ni desbordamiento de aguas en el embalse.

- **Potencia final fija**

Se calcula el volumen turbinado de la planta en todo el periodo de estudio.

$$U_0 = C.E_0 * N_g * P_g * (24*7)$$

$$U_0 = (3.94 \text{ m}^3/\text{kWh}) * (300 \times 10^3 \text{ kW}) * (168 \text{ h})$$

$$U_0 = 19857600 \text{ m}^3$$

$$U_0 = 198.576 \text{ Mm}^3$$

Nota: Se desprecia el número de generadores puesto que estos se consideran dentro de la potencia generada.

Se calcula el volumen al final del periodo.

$$V_1 = V_0 + A_0 - U_0 - S_0 - E_t$$

$$V_1 = 11123.56 + 300 - 198.576 - 0.0 - 0.0$$

$$V_1 = 11224.984 \text{ Mm}^3$$

Se verifica que el volumen al final del periodo de estudio esté dentro de los límites del NAMINO y NAMO.

$$V_{\min} \leq V_1 \leq V_{\max}$$

$$V_{\min} = 2379.53 \text{ Mm}^3$$

$$V_{\max} = 16737.43 \text{ Mm}^3$$

$$2379.53 \leq 11224.984 \leq 16737.43$$

Por lo tanto el volumen al final del estudio cumple con las restricciones del embalse.

Notas:

- El consumo específico no se calcula para cada regla de operación puesto que estamos partiendo de los mismos datos.
- El volumen en el periodo de estudio se considera fijo puesto que existe una pequeña variación y el nivel en msnm no varía.
- El consumo específico también se considera constante en el periodo puesto que existe un cambio pronunciado en el nivel del embalse (msnm).
- Las evaporaciones se desprecian ya que su valor es muy bajo en comparación con el volumen de agua del embalse.

4.2 Análisis de resultados

Debido a las características naturales de las centrales hidroeléctricas y la metodología empleada para la resolución del problema antes mencionado, resulta necesario tomar en cuenta la operación del sistema bajo diversas condiciones hidrológicas con el propósito de obtener un panorama más amplio, de tal forma, que sea posible anticipar el comportamiento del sistema. Para ello se ha considerado someter a simulación el complejo hidroeléctrico Leonardo Rodríguez Alcaine “El cajón” regido por las reglas de operación de máxima extracción, mínima extracción, cota final fija, potencia fija y volumen a turbinar fijo, contemplando los casos que se presentan a continuación:

- **Simulación 1.-** En este caso se emplean los datos del complejo hidroeléctrico El Cajón del año 2010 considerando que el embalse se comportará de manera similar en el año 2011.
- **Simulación 2.-** Son empleados los datos del complejo hidroeléctrico El Cajón del año 2010 simulando un año seco, es decir, que no habrá aportaciones al embalse en el año 2011.
- **Simulación 3.-** Para este caso se toman los valores obtenidos de la central en el año 2010, simulando un año húmedo se tienen el doble de aportaciones al embalse que en el año 2010.
- **Simulación 4.-** Este caso considera un volumen inicial de 936 Mm^3 , es decir, la operación del sistema iniciara con un valor inicial que representa el NAMINO (Nivel De Aguas Mínimo de Operación), también se emplearon los datos del complejo hidroeléctrico El Cajón del año 2010 considerando que el embalse se comportará con características similares para el año 2011.
- **Simulación 5.-** Para este caso se considera un volumen inicial de 2252 Mm^3 , es decir, la operación del sistema iniciara con un valor inicial que representa el NAMO (Nivel De Aguas Máximo de Operación), también se emplean los datos del complejo hidroeléctrico El Cajón del año 2010 considerando que el embalse se comportará con características similares para el año 2011.

Simulación 1

En este caso se emplearon los datos de la central hidroeléctrica El Cajón del año 2010 considerando que el embalse se comportará con características similares para el año 2011. De acuerdo con lo anterior, en la Tabla 4.2-1 se muestran los meses del periodo de estudio enumerados del 1 al 12 iniciando por el mes de Enero y terminado con Diciembre, $A0[i]$ y $T[i]$ son las aportaciones y el tiempo, $h_{prom}[i]$ y $Ce[i]$ son la altura y el consumo específico promedio y $PC[i]$ es el porcentaje equivalente de cada mes obtenido de las aportaciones totales.

Tabla 4.2-1. Datos iniciales para la simulación 1.

Periodo [i]	Aportaciones $A0[i]$ Mm ³	Altura promedio $h_{prom}[i]$ msnm	Consumo específico $Ce[i]$ m ³ /s/kwh	Tiempo $T[i]$ horas	Porcentaje $PC[i]$ %
1	42.576763	386.888397	2.575915	744	1.378628
2	413.73111	389.009277	2.590036	672	13.396536
3	80.322319	384.297729	2.558666	744	2.600822
4	83.522217	383.060669	2.55043	720	2.704434
5	72.124779	375.430634	2.499629	744	2.335387
6	104.364906	365.984985	2.436739	720	3.379316
7	562.637634	366.375488	2.439339	744	18.218102
8	842.452087	373.384521	2.486006	744	27.278442
9	622.730286	378.962006	2.523141	720	20.163891
10	172.949448	386.454193	2.573024	744	5.600071
11	56.07679	386.128326	2.570854	720	1.815756
12	34.855614	274.837738	1.829878	744	1.128618

$NAMO = 2252 \text{ Mm}^3$

$NAMINO = 936 \text{ Mm}^3$

Volumen inicial $V1[1] = 1875 \text{ Mm}^3$

Potencia por unidad generadora $P_u = 375 \text{ MW}$

Número de unidades generadoras $u = 2$

Periodos = 12

A continuación se presentarán los resultados de las simulaciones de acuerdo a cada regla de operación.

Cota final fija

En la Figura 4.2.1 se observa la potencia generada durante el periodo de estudio bajo la regla de operación de cota final fija, se obtienen diferentes curvas dependiendo de la cota final fija propuesta obteniendo así la máxima potencia para una cota final fija de 936 Mm^3 y la mínima potencia para una cota final fija de 2252 Mm^3 correspondientes al NAMINO y al NAMO. Estos dos casos pueden ser catalogados dentro de esta regla de operación como los más extremos ya que al final del periodo de estudio se estaría dejando el embalse en su nivel de aguas mínimo y máximo.

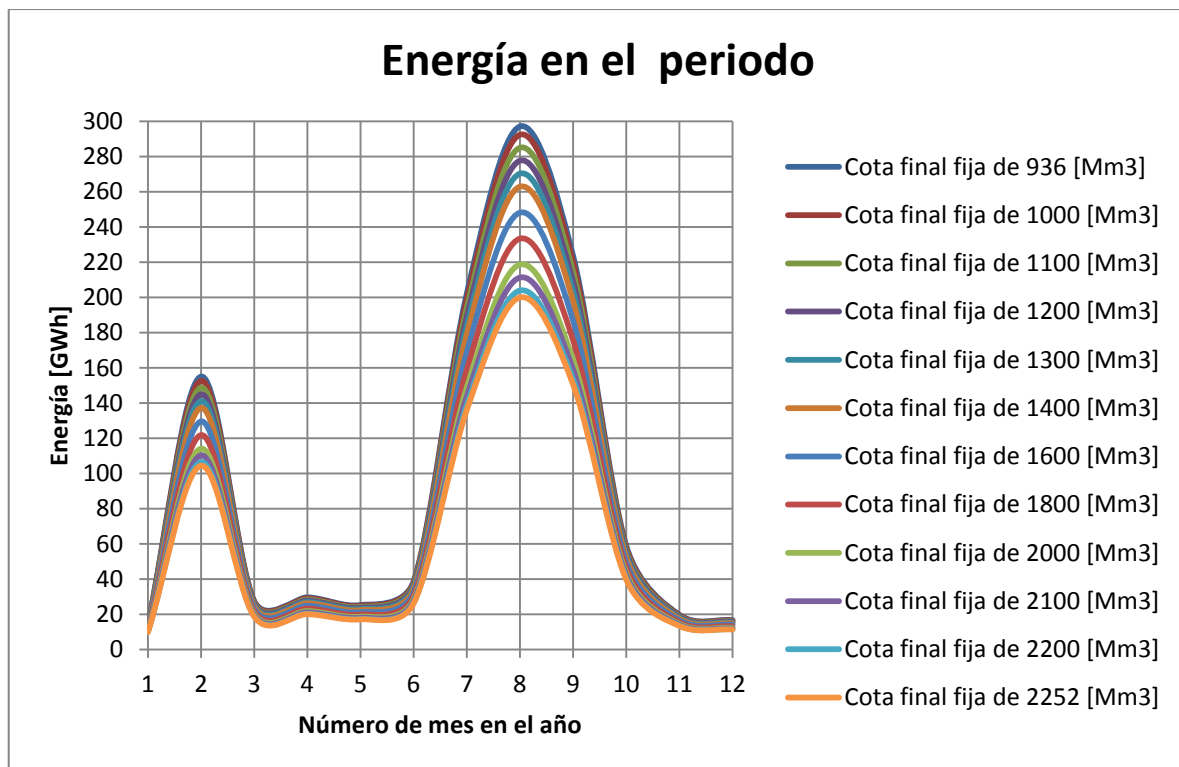


Figura 4.2.1. Simulación 1, Energía generada por periodo para cota final fija.

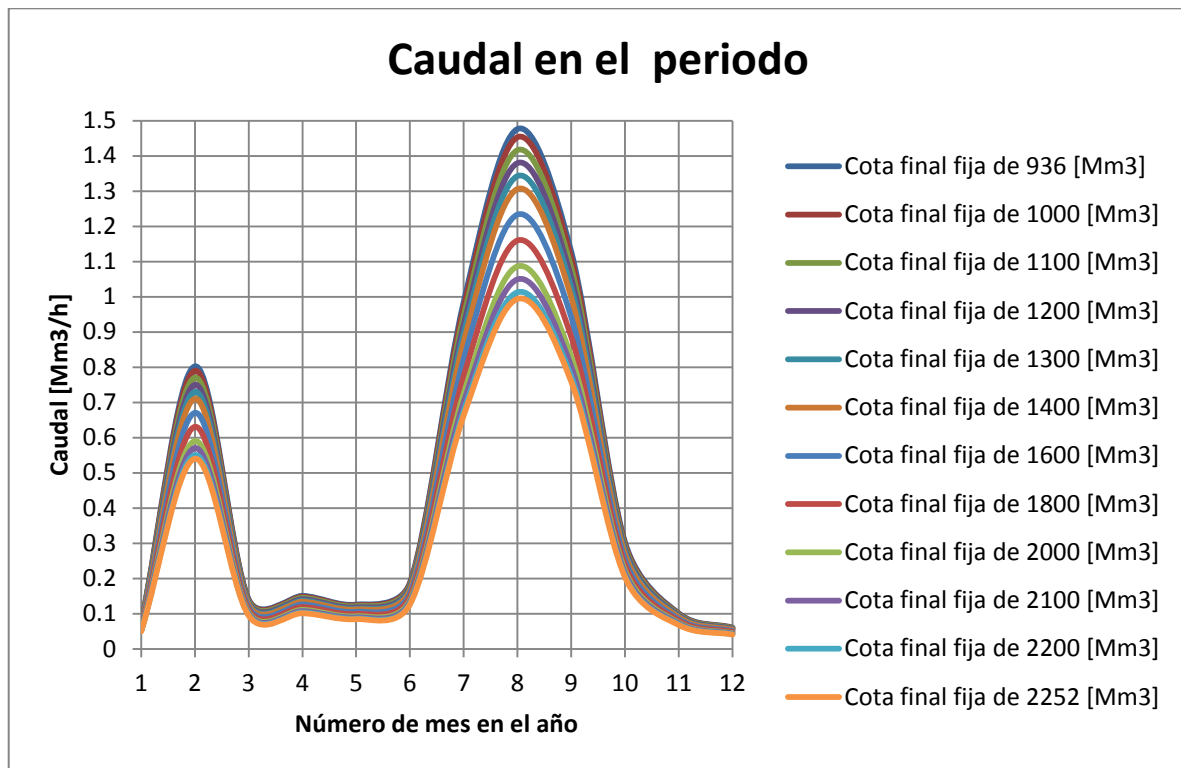


Figura 4.2.2. Simulación 1, Caudal en el periodo para cota final fija.

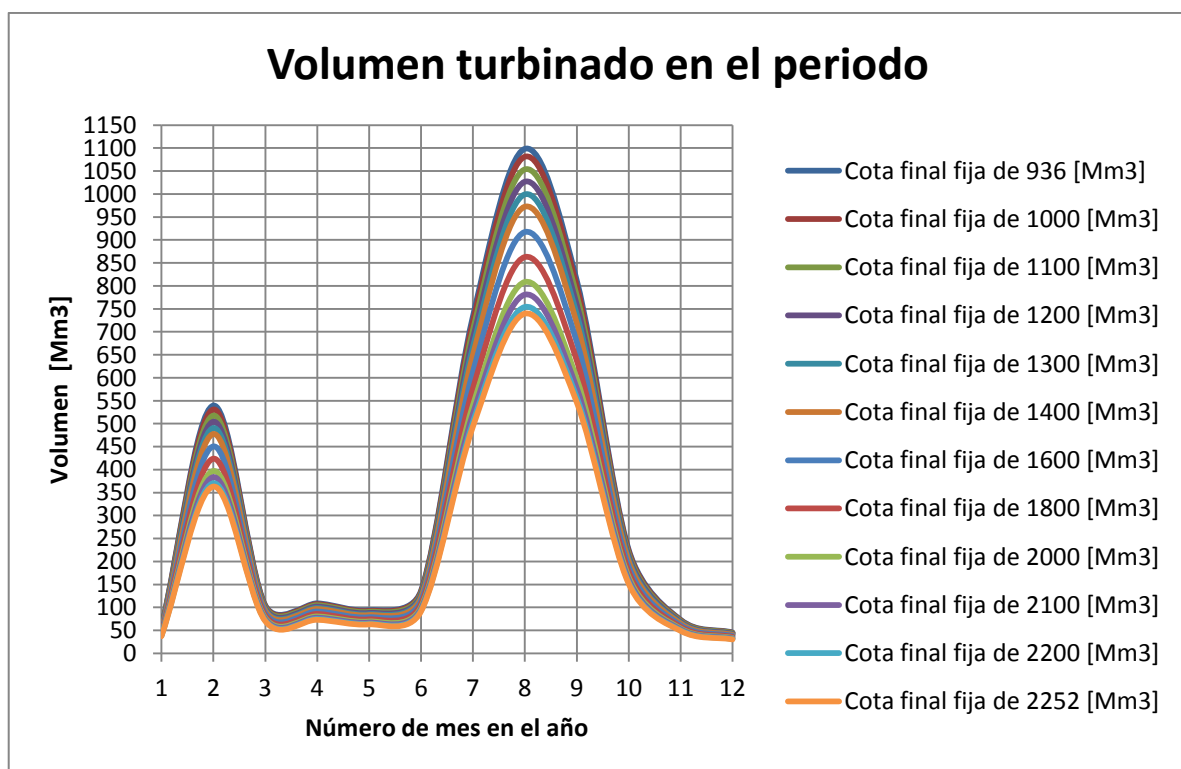


Figura 4.2.3. Simulación 1, Volumen turbinado en el periodo para cota final fija.

En la Figura 4.2.2 se muestra el caudal durante el periodo de estudio, obsérvese que el caudal es mayor en los meses donde se tienen más aportaciones y volumen de agua.

Con el paso de un volumen de agua a través de las turbinas se obtiene un volumen turbinado (Figura 4.2.3) y dado a que las turbinas están acopladas mecánicamente a través de un eje con los generadores se obtiene una potencia y por ende energía (Figura 4.2.1). El caudal, el volumen turbinado, la potencia y la energía en sus respectivas gráficas tienen curvas con el mismo comportamiento ya que están asociadas entre si bajo el principio de funcionamiento de la planta.

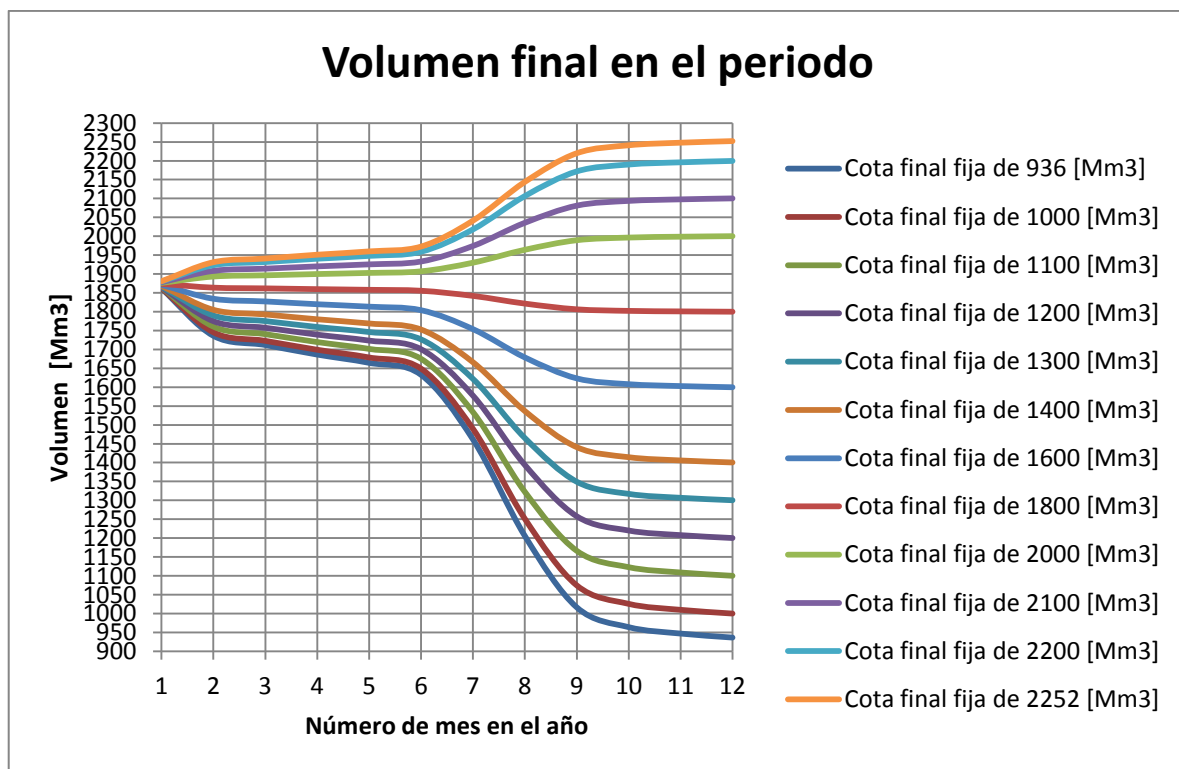


Figura 4.2.4. Simulación 1, Volumen final en el periodo para cota final fija.

En la Figura 4.2.4 se muestran los volúmenes finales del embalse para una cota final fija con diferentes valores. Las curvas describen el comportamiento del embalse en cada mes partiendo del volumen inicial (para este caso de 1875 Mm^3) hasta la cota final fija.

La Figura 4.2.5 muestra la curva característica de una central hidroeléctrica descrita en el capítulo III (Figura 3.3.1. Curva de entrada-salida de una central hidroeléctrica.) en donde la entrada es el caudal y la salida es la potencia generada, obteniendo diferentes curvas para cada cota final.

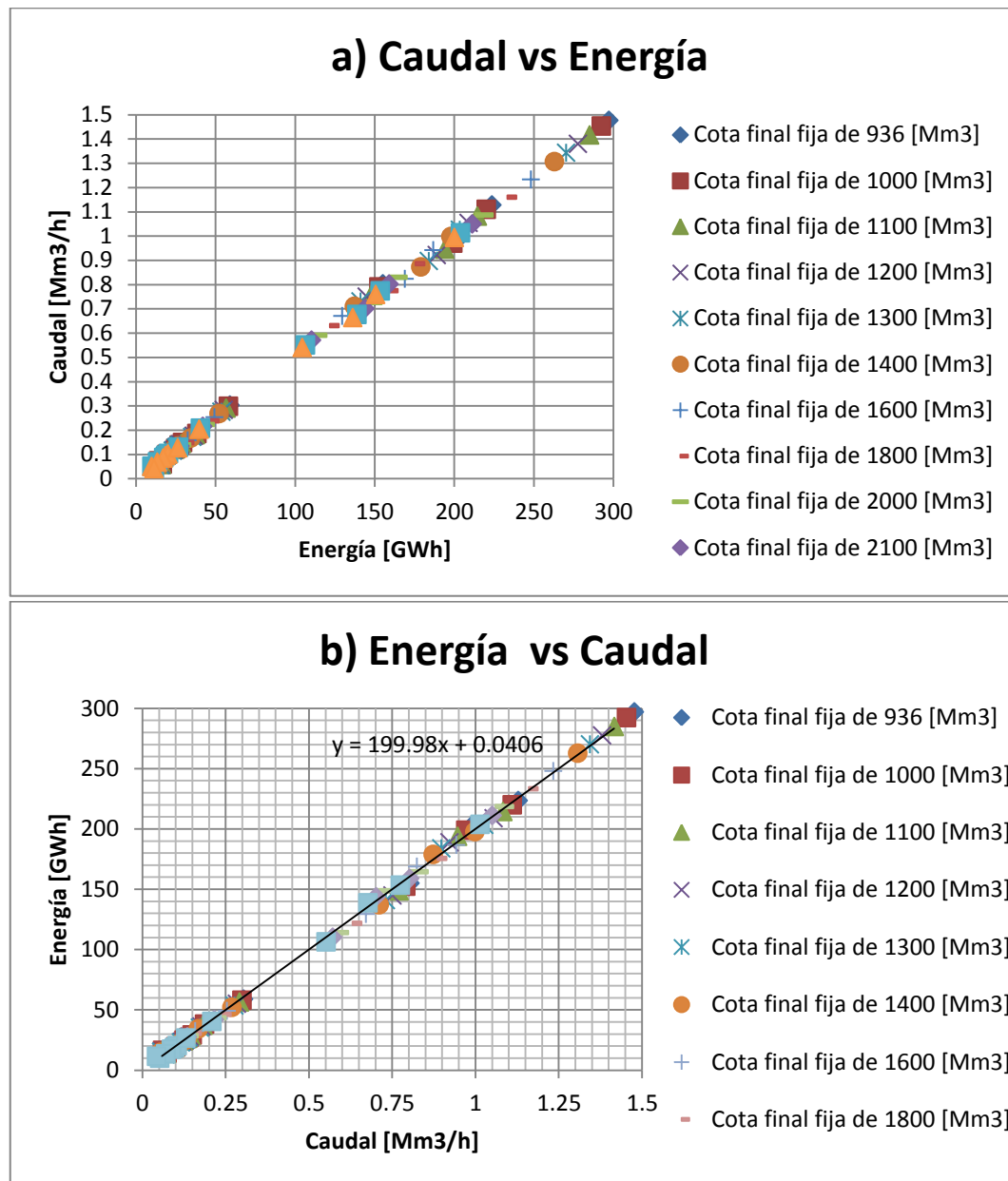


Figura 4.2.5. Simulación 1, a) Caudal vs Energía y b) Energía vs Caudal para cota final fija.

Trazando la línea de tendencia de los puntos de la Figura 4.2.5. b) se obtiene la siguiente ecuación

$$y = 199.98x + 0.0406 \quad (4.2.1)$$

Donde

y es la Energía [GWh]

x es el caudal [Mm^3/h]

La ecuación (4.2.1) no es exacta, sin embargo describe la curva característica de entrada-salida de la central hidroeléctrica El Cajón.

El caudal está dado por el volumen de agua entre el tiempo, si se desea hacer un cálculo rápido de la potencia en función del volumen de agua se calcula el tiempo promedio del año

$$(365 \text{ días} \cdot 24 \text{ horas}) / (12 \text{ meses}) = 730 \text{ horas} \quad (4.2.2)$$

Y se sustituye en la ecuación (4.2.1) para que la variable x sea el volumen a turbinar

$$y = \frac{199.98}{730} x + 0.0406 \text{ [GWh]} \quad (4.2.3)$$

Esto se puede comprobar tomando los datos obtenidos de la simulación 1 para una cota final de 1000 Mm³ (Tabla 4.2-2). Estos datos son obtenidos con el programa desarrollado en este trabajo (C.1 Código fuente del programa) posteriormente los datos son enviados a una hoja de cálculo en Excel y son presentados en forma de tablas.

$$(199.98 \cdot 3963.34424 \text{ [Mm}^3]) / (730 \text{ [h]}) + 0.0406 = 1085.7391 \text{ [GWh]}$$

$$\%E = (1091.07935 - 1085.7391) / 1091.07935 \cdot 100 = 0.4894 \%$$

Como se mencionó anteriormente la ecuación no es exacta y tiene un porcentaje de error pero es de ayuda para hacer un cálculo rápido de la potencia en función del volumen de agua a turbinar.

Tabla 4.2-2. Datos de la simulación 1 para una cota final fija de 1000 Mm³.

Periodo	Volumen turbinado [Mm3]	Volumen final [Mm3]	Energía [GWh]	Caudal [Mm3/h]	Tiempo T[i] horas
1	54.639755	1862.93701	14.255233	0.073441	744
2	530.950806	1745.71729	152.527878	0.790105	672
3	103.079521	1722.96008	27.074211	0.138548	744
4	107.186028	1699.29627	29.185175	0.148869	720
5	92.559425	1678.86157	24.88526	0.124408	744
6	133.933929	1649.2926	38.169724	0.186019	720
7	722.046082	1489.88416	198.925171	0.970492	744
8	1081.13855	1251.19775	292.264648	1.453143	744
9	799.164429	1074.76367	219.954163	1.109951	720
10	221.950089	1025.76306	57.970699	0.29832	744
11	71.964661	1009.87518	19.439241	0.099951	720
12	44.731026	999.999756	16.427963	0.060122	744

Total	3963.34424	1000	1091.07935	5.453369	8760
-------	------------	------	------------	----------	------

En la Tabla 4.2-2 se observan los valores por mes y en la parte inferior de la tabla están los totales. En el caso del volumen final el último dato es el volumen final del periodo de estudio.

Máxima extracción

En esta regla de operación se extrae la mayor cantidad de agua que sea posible durante el horizonte de planeación y uno de los factores a considerar es el límite de generación de los grupos a los que pertenecen las plantas que toman agua del embalse (4.1 Reglas de operación) lo que limita la generación a su máximo, que está determinado por la potencia instalada equivalente a la potencia máxima (3.2 Potencia y energía) que para el caso del Cajón corresponde a 750 MW.

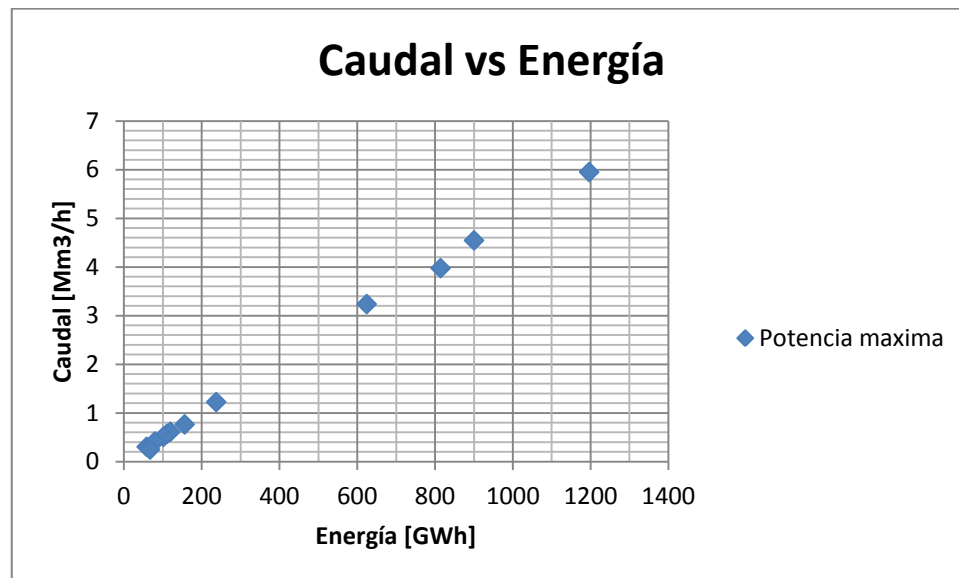


Figura 4.2.6. Simulación 1, Caudal vs Energía para máxima extracción.

Cuando la extracción del embalse es máxima los volúmenes de agua necesarios son grandes, lo que hace que el turbinamiento de igual forma sea grande (Figura 4.2.6 y Figura 4.2.8 respectivamente), estos volúmenes al ser extraídos del embalse considerando las aportaciones al mismo dan un volumen al final en cada mes. La Figura 4.2.7 muestra el volumen final en cada mes extrayendo el máximo para una generación de 750 MW, obsérvese que existen volúmenes negativos eso quiere decir que existe déficit en el embalse debido a que la cantidad de agua necesaria para poder generar al máximo sobrepasa la capacidad del embalse.

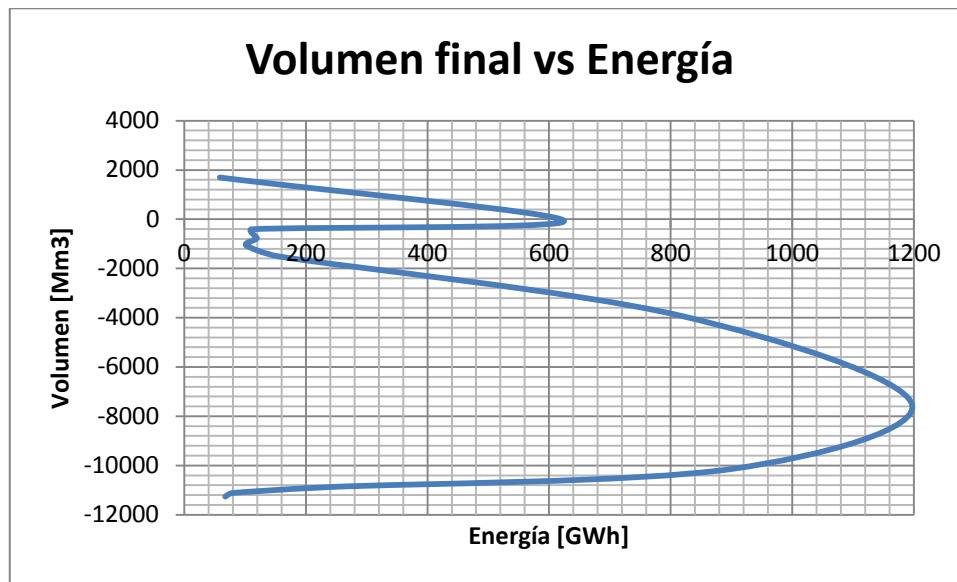


Figura 4.2.7. Simulación 1, Volumen final vs Energía para máxima extracción.

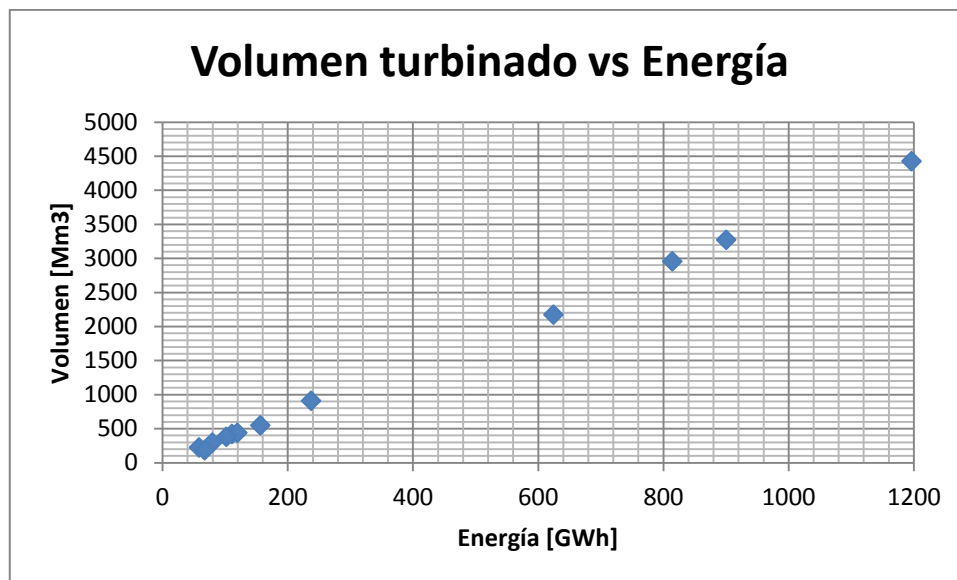


Figura 4.2.8. Simulación 1, Volumen turbinado vs Energía para máxima extracción.

La Figura 4.2.9 y Figura 4.2.10 muestran la potencia y el volumen final en el periodo de estudio. La energía generada es obtenida operando al máximo la central y distribuyendo la generación de forma proporcional conforme a las aportaciones. Por otro lado el volumen final va decreciendo desde un volumen de 1875 Mm^3 hasta valores que oscilan cerca de los -11000 Mm^3 rebasando por mucho el nivel de agua mínimo de operación del embalse.

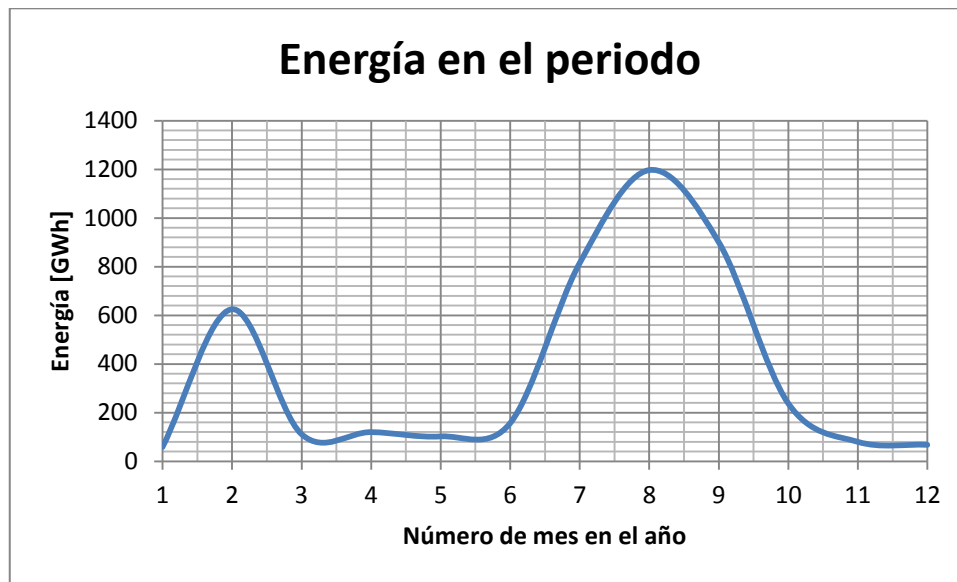


Figura 4.2.9. Simulación 1, Energía en el periodo para máxima extracción.

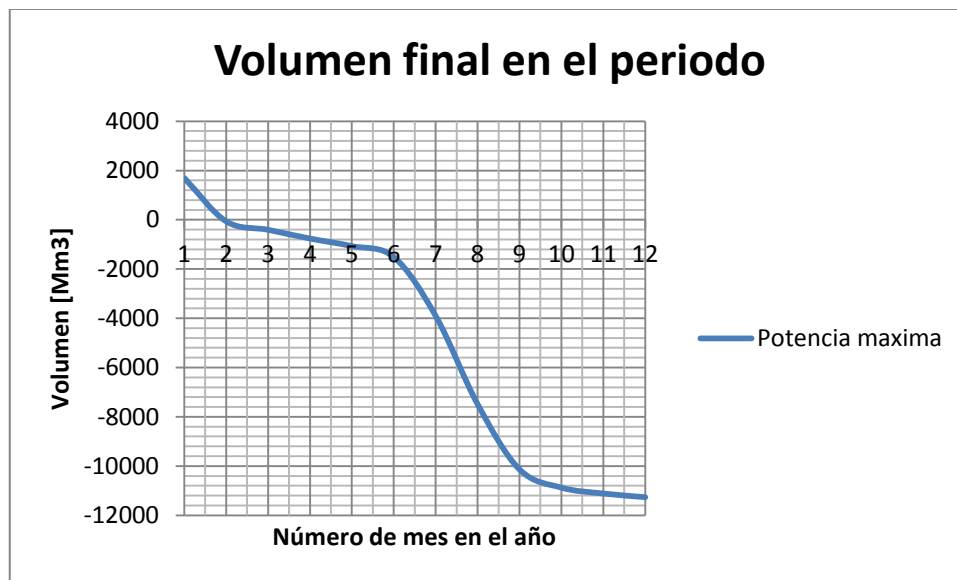


Figura 4.2.10. Simulación 1, Volumen final en el periodo para máxima extracción.

Al igual que la potencia el caudal y el volumen turbinado varían, este último tiene valores relativamente elevados con respecto a las otras reglas de operación para poder generar gran cantidad de energía (Figura 4.2.11).

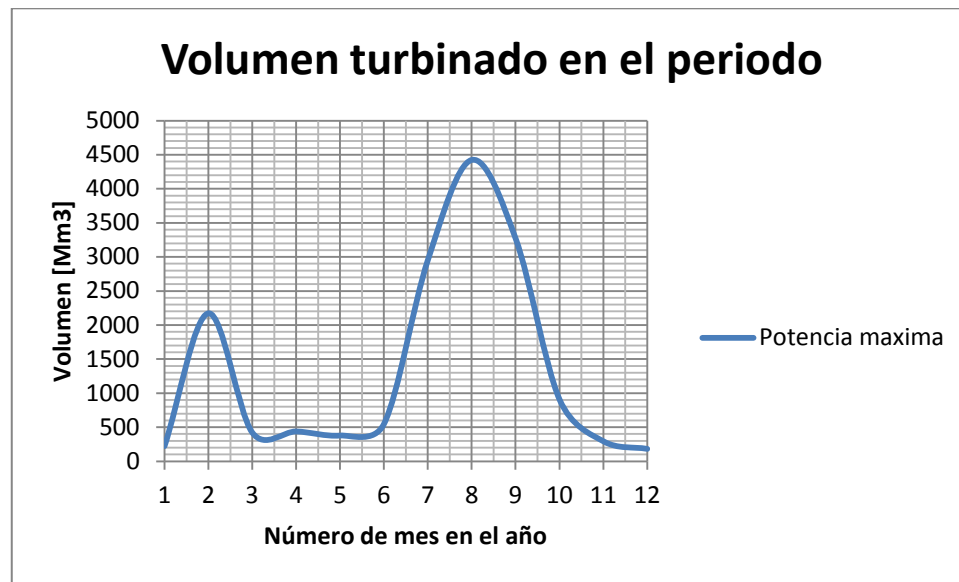


Figura 4.2.11. Simulación 1, Volumen turbinado en el periodo para máxima extracción.

Mínima extracción

En esta regla de operación se extrae la menor cantidad de agua que sea posible durante el horizonte de planeación. En la Figura 4.2.12 se muestra la potencia generada durante el periodo de estudio por mes con un porcentaje de la potencia máxima con las dos unidades siendo el 10% el valor mínimo para el análisis.

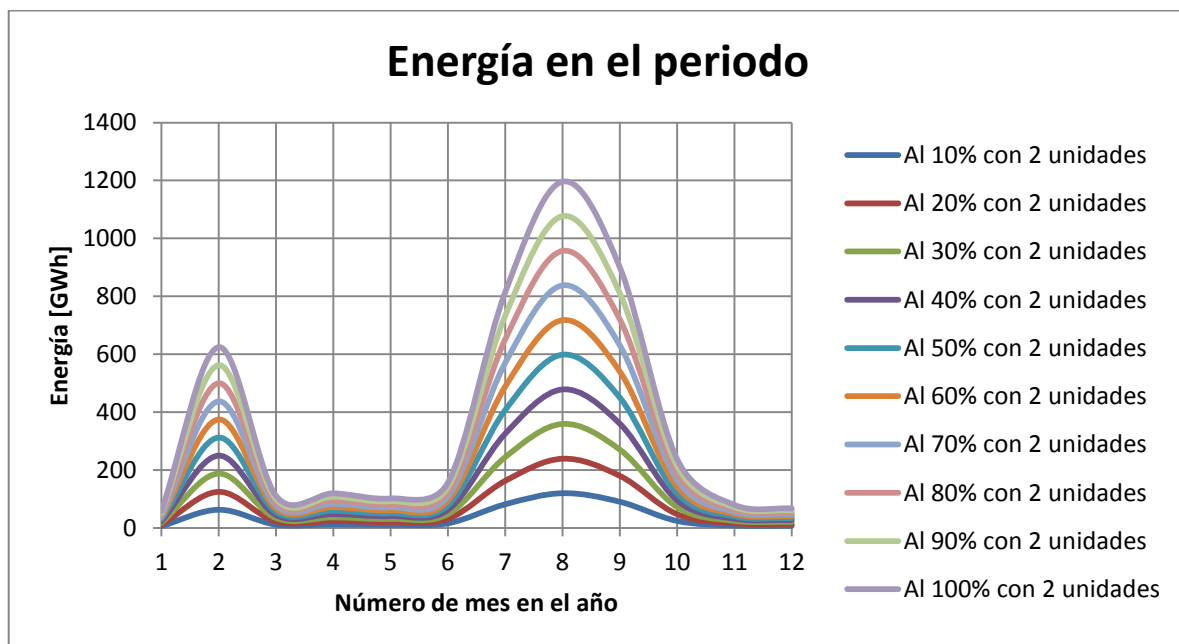


Figura 4.2.12. Simulación 1, Energía en el periodo para mínima extracción.

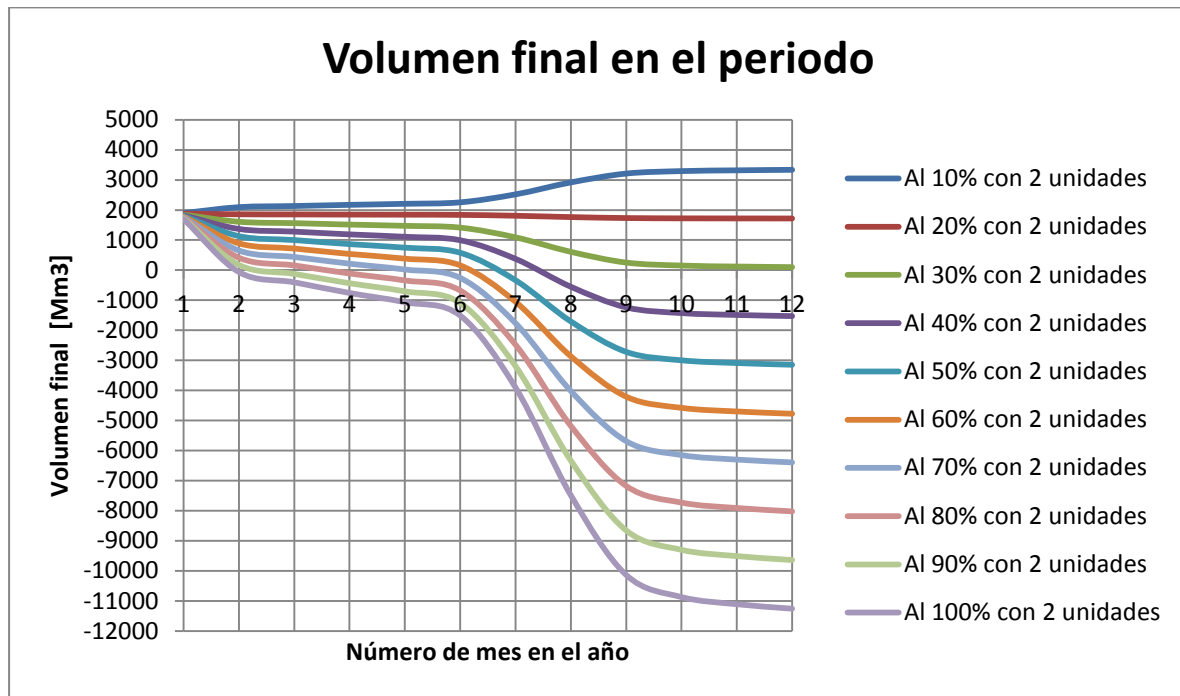


Figura 4.2.13. Simulación 1, Volumen final en el periodo para mínima extracción.

La Figura 4.2.13 exhibe el comportamiento del embalse generado a diversos porcentajes de la potencia máxima, la mayoría de las curvas están fuera de los niveles mínimos y máximos ya que la potencia es demasiado baja o alta.

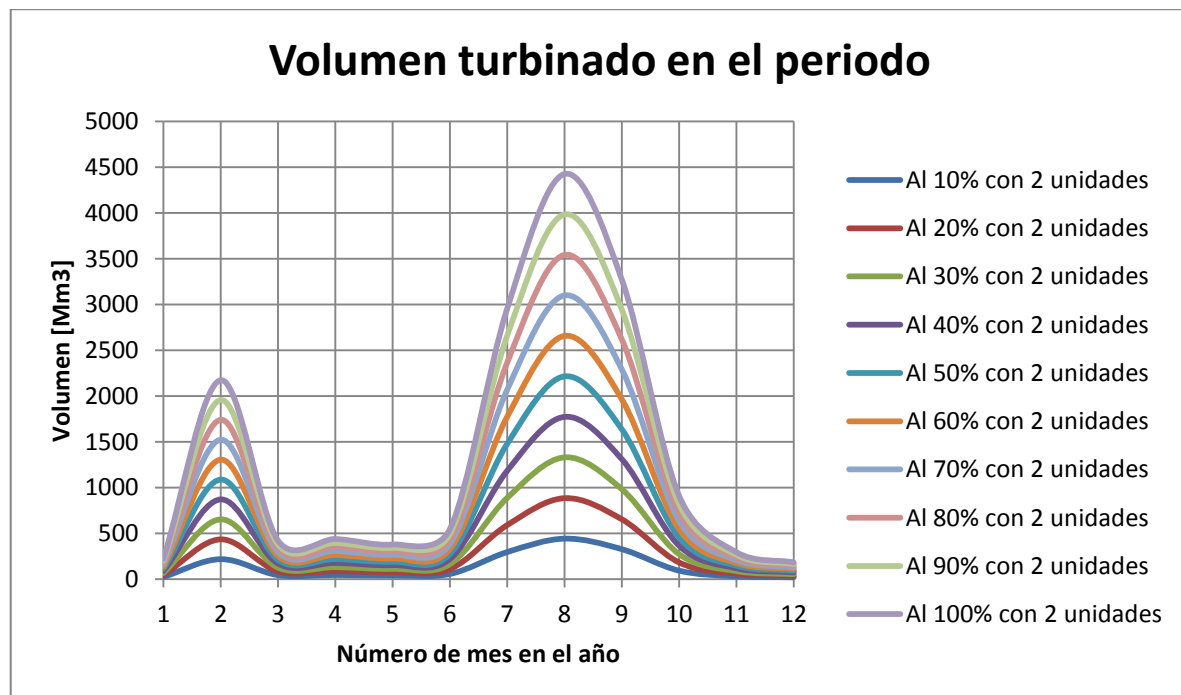


Figura 4.2.14. Simulación 1, Volumen turbinado en el periodo para mínima extracción.

El volumen turbinado y el caudal tienen la misma tendencia en sus curvas (Figura 4.2.14 y Figura 4.2.15) siendo estos proporcionalmente mayor conforme a la potencia. La curva característica de entrada y salida de la central hidroeléctrica (Figura 3.3.1) está representada en la simulación de la Figura 4.2.16 con valores del Cajón en donde la entrada es el caudal y la salida es la energía.

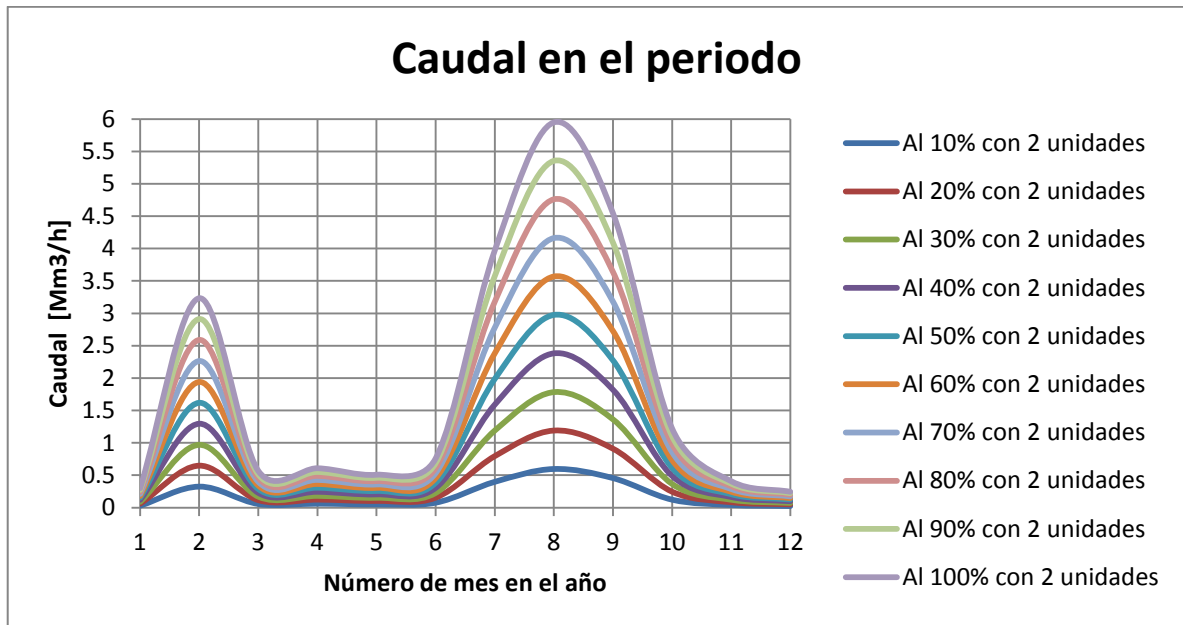


Figura 4.2.15. Simulación 1, Caudal en el periodo para mínima extracción.

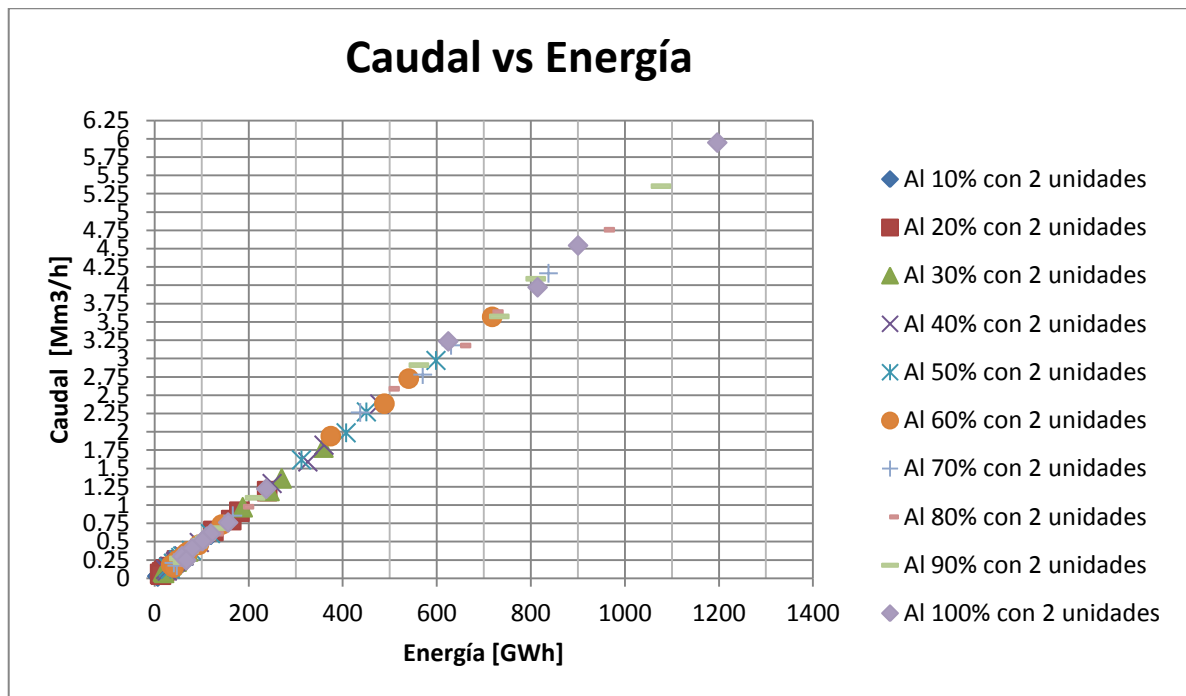


Figura 4.2.16. Simulación 1, Caudal vs Energía para mínima extracción.

Volumen a turbinar fijo

Esta regla de operación establece el volumen total que deberá ser turbinado durante el horizonte de planeación. En la Figura 4.2.17 se puede observar el comportamiento del embalse en diferentes situaciones, una de ellas es turbinando las aportaciones del embalse de todo el año obteniendo un volumen final por mes constante con el valor del volumen inicial, los demás valores del turbinado deben estar entre los niveles máximo y mínimo del embalse para que no exista ni desbordamiento ni déficit.

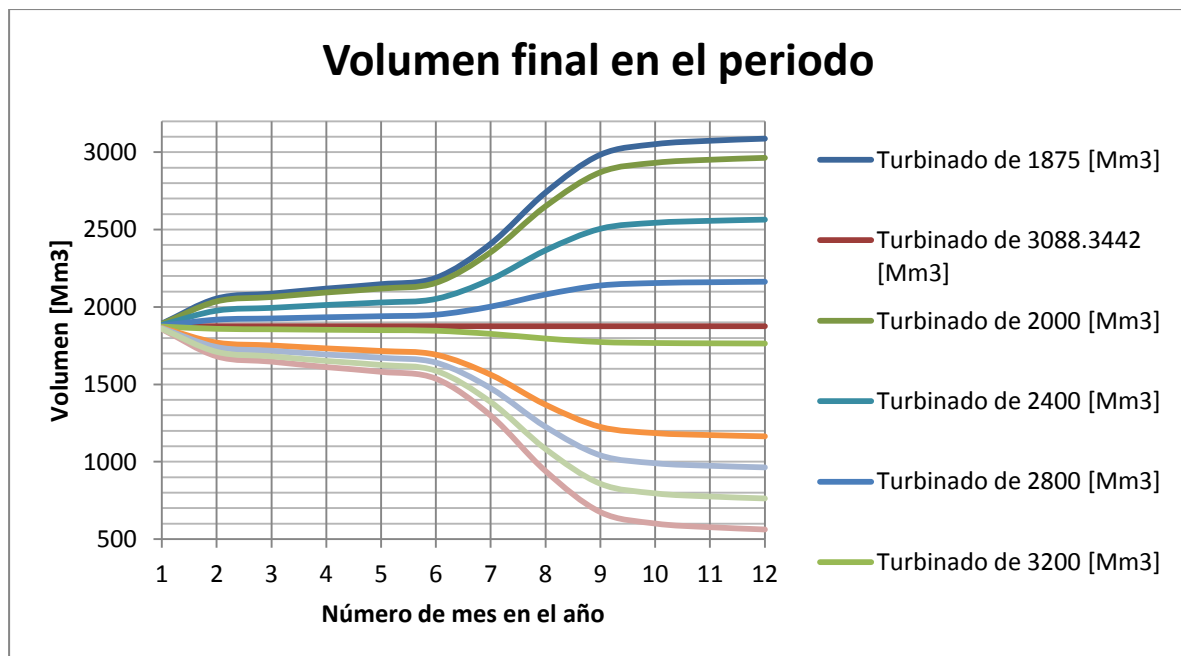


Figura 4.2.17. Simulación 1, Volumen final en el periodo para volumen a turbinar fijo.

La potencia durante el periodo de estudio (Figura 4.2.18) varía dependiendo del turbinamiento y este a su vez de las aportaciones y del volumen de agua que se tenga en el embalse, de igual forma las curvas obtenidas del caudal durante el periodo de estudio (Figura 4.2.19) siguen la misma tendencia que las curvas de la energía.

La curva característica de entrada y salida de una central hidroeléctrica se observa en la Figura 4.2.20 con el caudal como entrada y la energía como salida, en ella también se observa como al incrementar el caudal aumenta la energía generada y al disminuirlo también disminuye la energía. En la gráfica se presentan diferentes valores de entrada y salida en función del volumen turbinado.

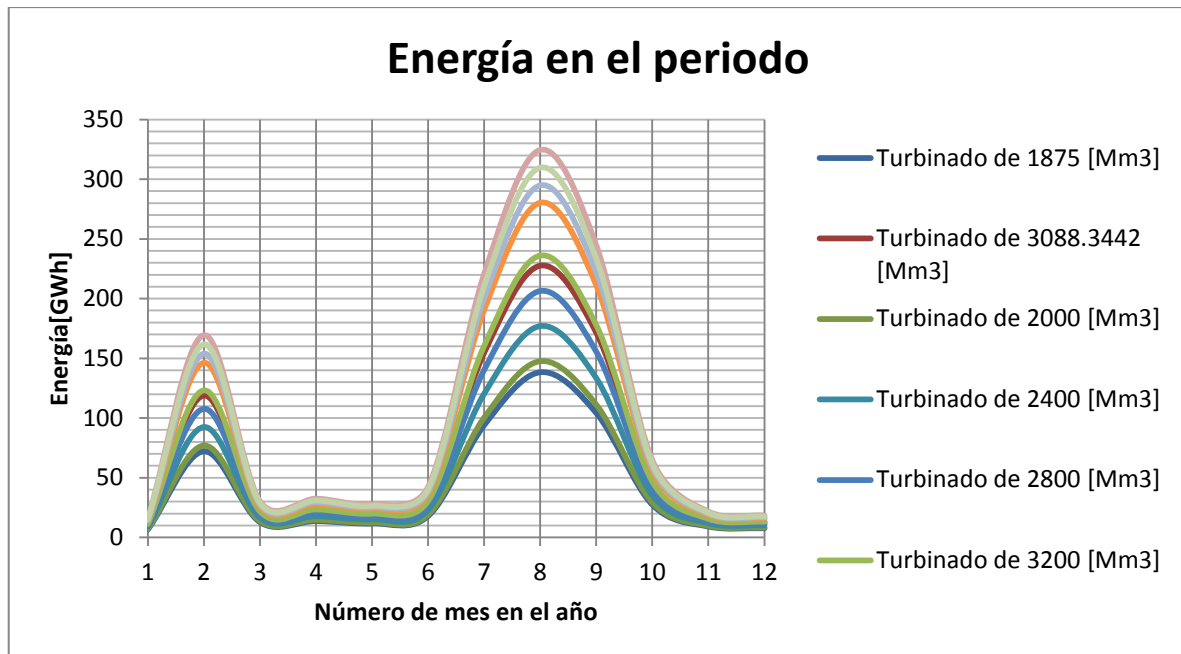


Figura 4.2.18. Simulación 1, Energía en el periodo para volumen turbinado fijo.

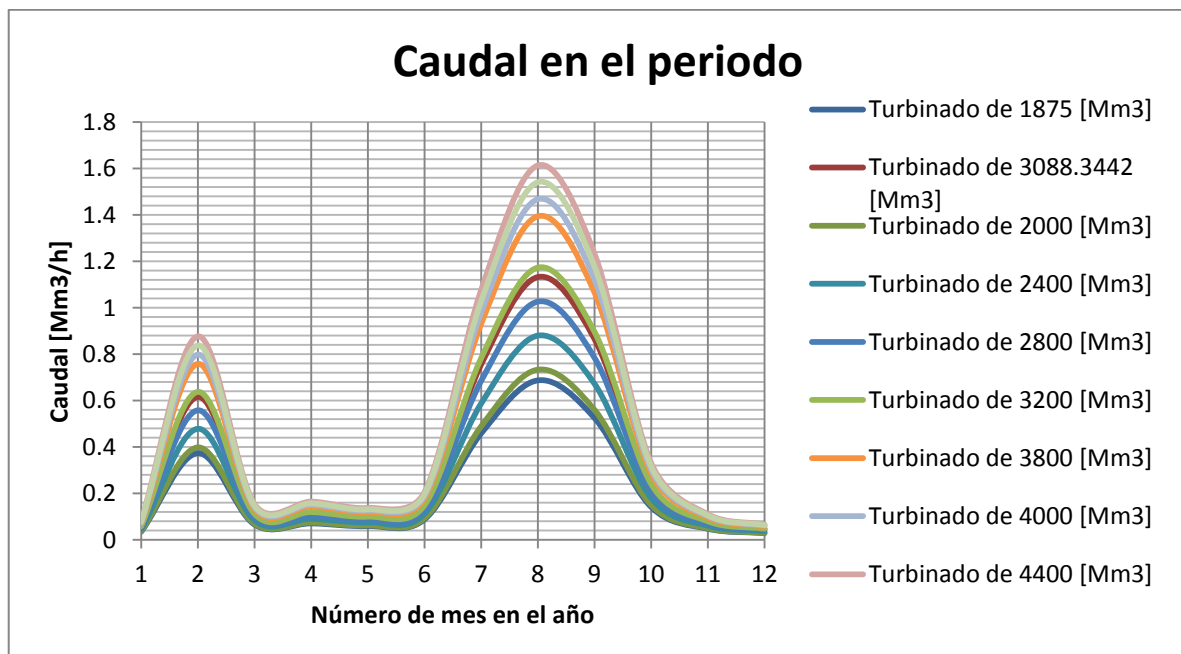


Figura 4.2.19. Simulación 1, Caudal en el periodo para volumen turbinado fijo.

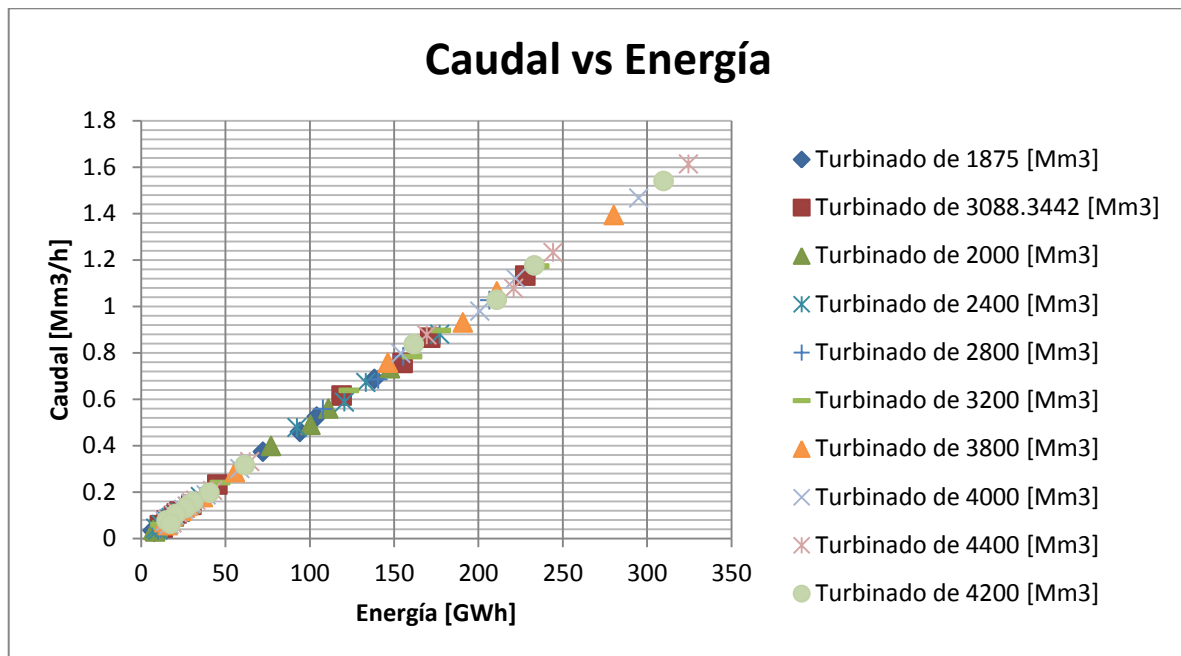


Figura 4.2.20. Simulación 1, Caudal vs Energía para volumen turbinado fijo.

Potencia final fija

Esta regla de operación establece la potencia que debe producirse durante el horizonte de planeación y se tiene una parte muy importante en la simulación, que el volumen a turbinar es variable (4.1 Reglas de operación).

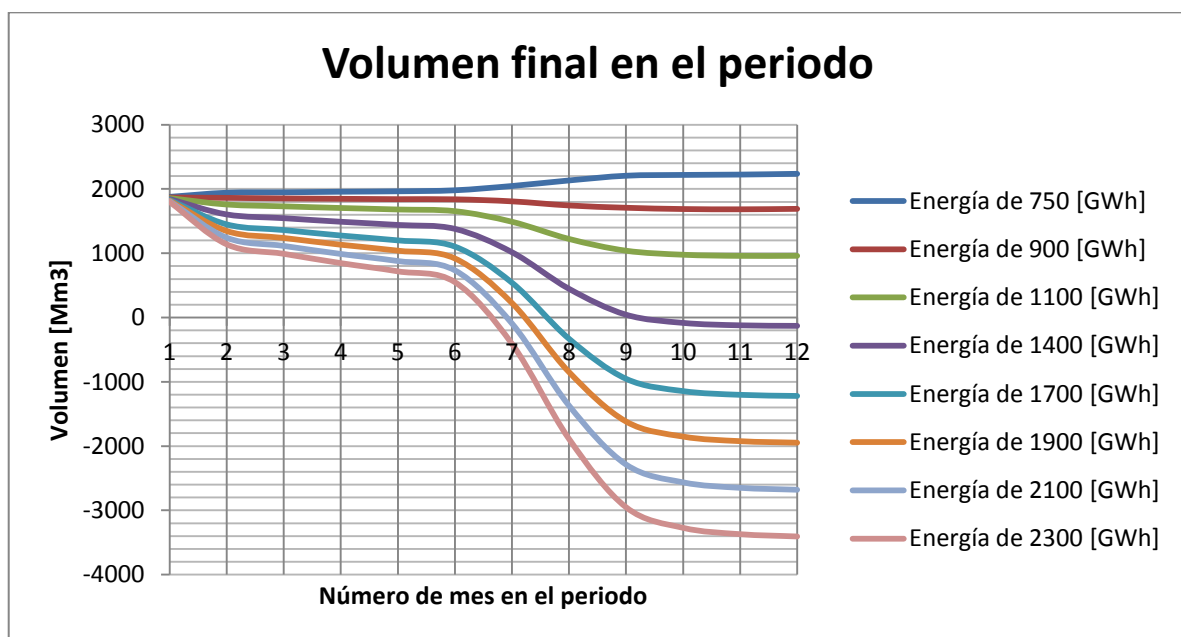


Figura 4.2.21. Simulación 1, Volumen final en el periodo para potencia final fija.

La Figura 4.2.21 contiene las curvas que representan el comportamiento del embalse con el volumen final de cada mes, en el caso para una energía de 750 GWh la potencia es poca y hace que el embalse se desborde, en otros casos la potencia es muy grande lo que origina déficit en el embalse, un punto a considerar es de que en cada mes no se exceda la potencia máxima de generación. En la Figura 4.2.22 se muestra la potencia generada a lo largo del periodo.

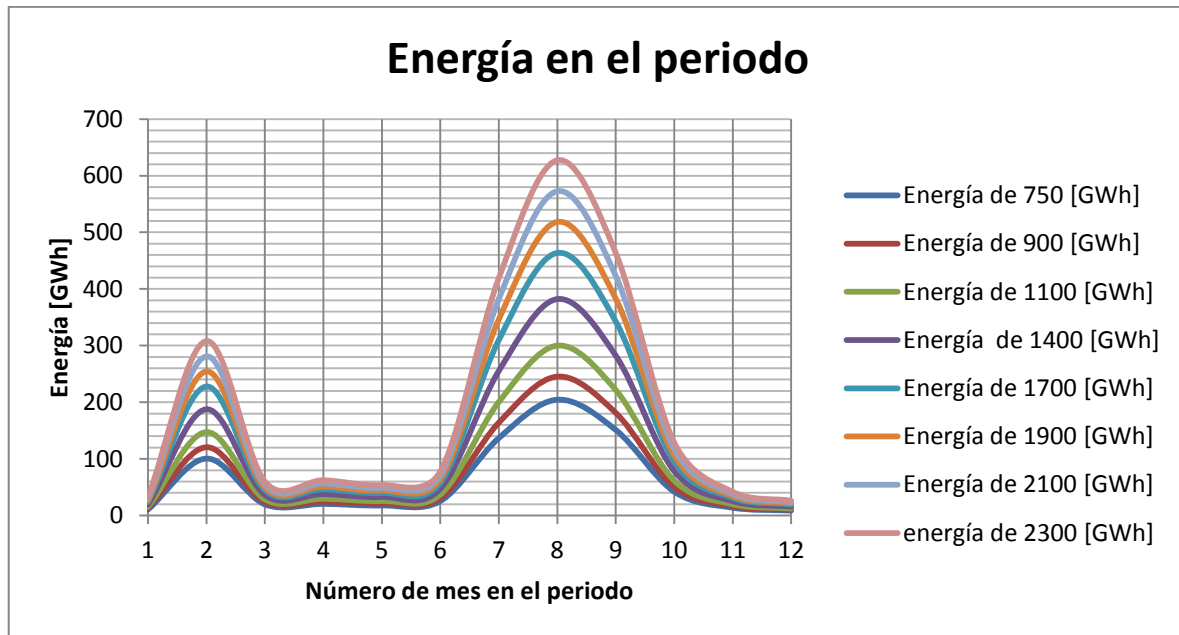


Figura 4.2.22. Simulación 1, Energía en el periodo para potencia final fija.

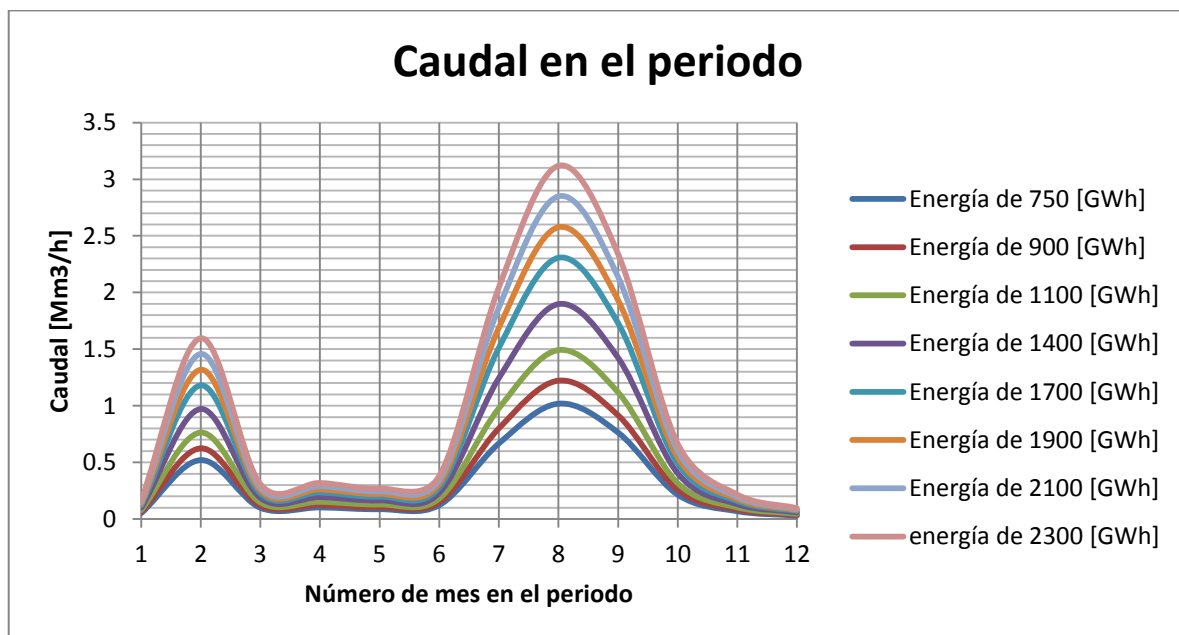


Figura 4.2.23. Simulación 1, Caudal en el periodo para potencia final fija.

En la curva característica de entrada y salida de una central hidroeléctrica se tiene un incremento proporcional de la potencia conforme al caudal (Figura 4.2.24), esto también porque el caudal sigue la misma tendencia en su curva durante el periodo de estudio que la curva de la potencia en el periodo (Figura 4.2.22 y Figura 4.2.23).

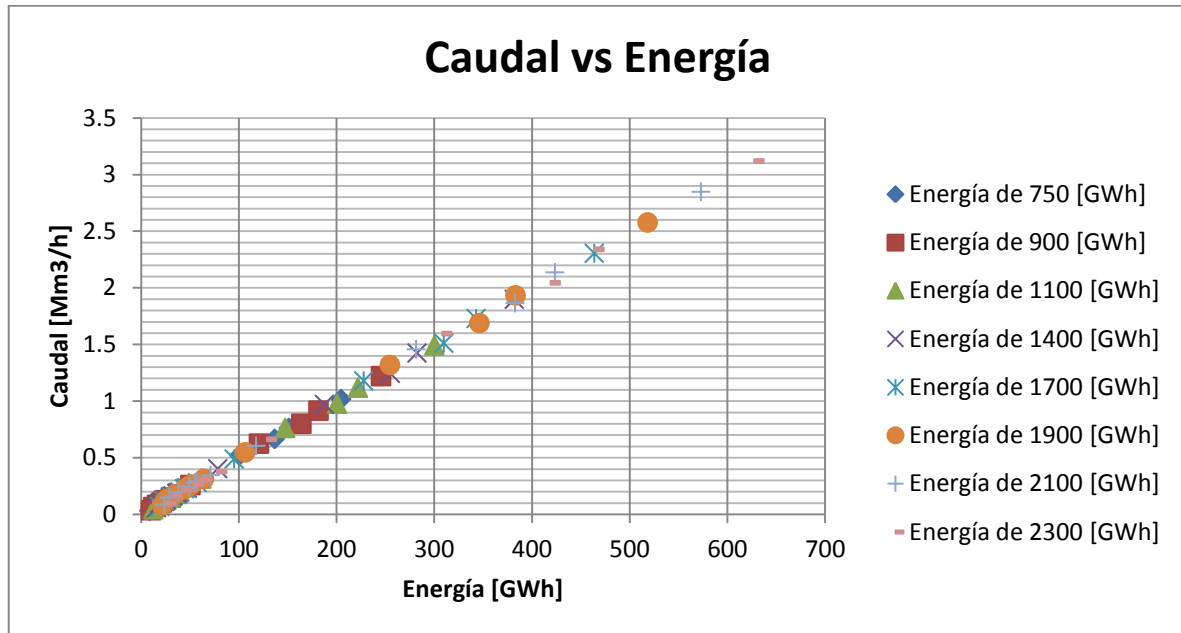


Figura 4.2.24. Simulación 1, Caudal vs Energía para potencia final fija.

Simulación 2

En este caso se emplearon los datos de la central hidroeléctrica El Cajón del año 2010 considerando un año seco, es decir, que no habrá aportaciones al embalse en el año 2011. El porcentaje $PC[i]$ es el mismo para todos los meses del año, lo cual distribuye de forma uniforme la generación durante todo el periodo de estudio caso contrario a la simulación 1 ya que en esta simulación el porcentaje va de acuerdo a las aportaciones. La Tabla 4.2-3 muestra los valores iniciales para la simulación 2, en este caso el volumen de agua destinado para la generación es el volumen inicial del embalse.

NAMO= 2252 Mm³

NAMINO= 936 Mm³

Volumen inicial $V1[1]$ = 1875 Mm³

Potencia por unidad generadora P_u = 375 MW

Número de unidades generadoras u = 2

Periodos= 12

Tabla 4.2-3 .Datos iniciales de la simulación 2, aportaciones igual a cero.

Periodo	Aportaciones [Mm3]	Altura promedio [msnm]	Consumo especifico [m3/s/kwh]	Tiempo [horas]	Porcentaje %
1	0	386.888397	2.575915	744	8.3333
2	0	389.009277	2.590036	672	8.3333
3	0	384.297729	2.558666	744	8.3333
4	0	383.060669	2.55043	720	8.3333
5	0	375.430634	2.499629	744	8.3333
6	0	365.984985	2.436739	720	8.3333
7	0	366.375488	2.439339	744	8.3333
8	0	373.384521	2.486006	744	8.3333
9	0	378.962006	2.523141	720	8.3333
10	0	386.454193	2.573024	744	8.3333
11	0	386.128326	2.570854	720	8.3333
12	0	274.837738	1.829878	744	8.3333

A continuación se presentarán los resultados obtenidos de la simulación 2 por cada regla de operación (cota final fija, máxima extracción, mínima extracción, volumen a turbinar fijo y potencia final fija).

Cota final fija

En la Figura 4.2.25 se observa el comportamiento del embalse desde un volumen inicial de 1875 Mm³ hasta la cota final simulada, resaltando los valores de los extremos donde se tiene el NAMO y el NAMINO como cota final.

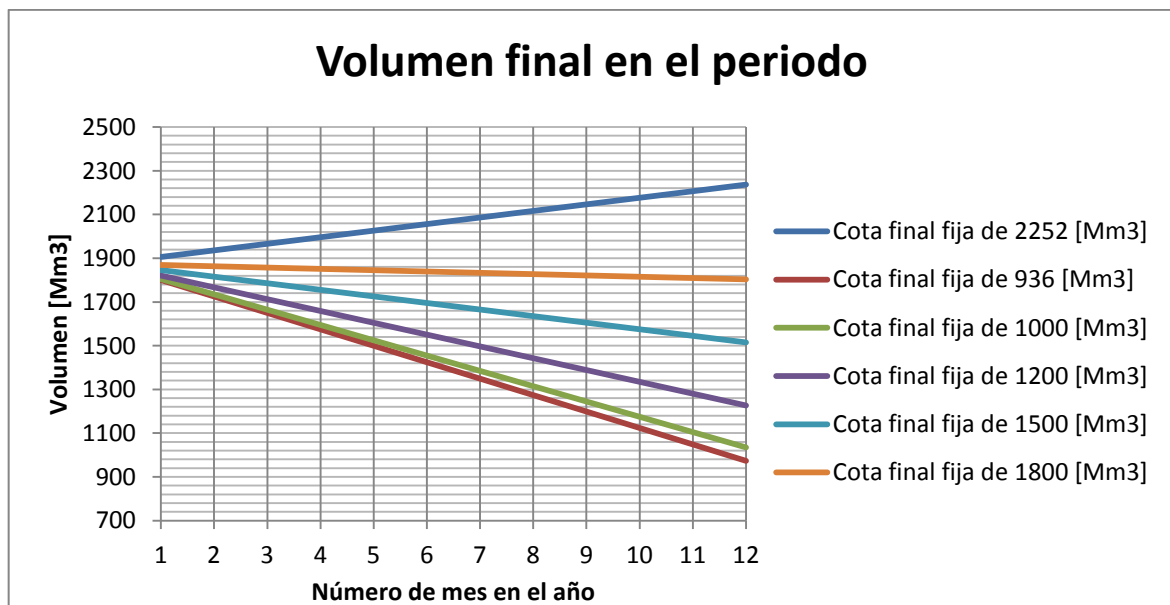


Figura 4.2.25. Simulación 2, Volumen final en el periodo para cota final fija.

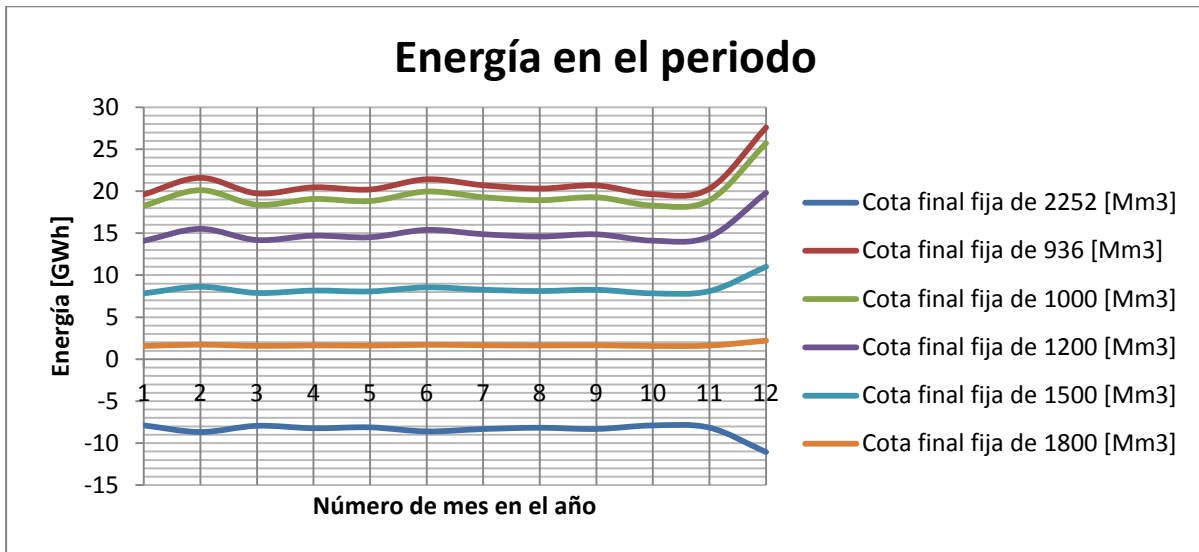


Figura 4.2.26. Simulación 2, Energía en el periodo para cota final fija.

La Figura 4.2.26 muestra la energía generada en el periodo de estudio con los diferentes volúmenes finales, obsérvese que para una cota final fija de 2252 Mm³ correspondiente al NAMO la potencia es negativa dado a que el volumen de agua necesario para generar esa potencia sobrepasa por mucho la capacidad del embalse en ese momento, hay que recordar que para esta simulación no hay aportaciones al embalse.

Cuando se grafica el caudal contra la energía (Figura 4.2.27) se observa como los puntos no siguen la misma tendencia que para la simulación 1 concentrando los puntos de la gráfica en cada valor de la cota final casi en el mismo punto esto se debe a que la energía generada es casi uniforme en todos los meses del año, por lo tanto el caudal sigue la misma tendencia que la energía.

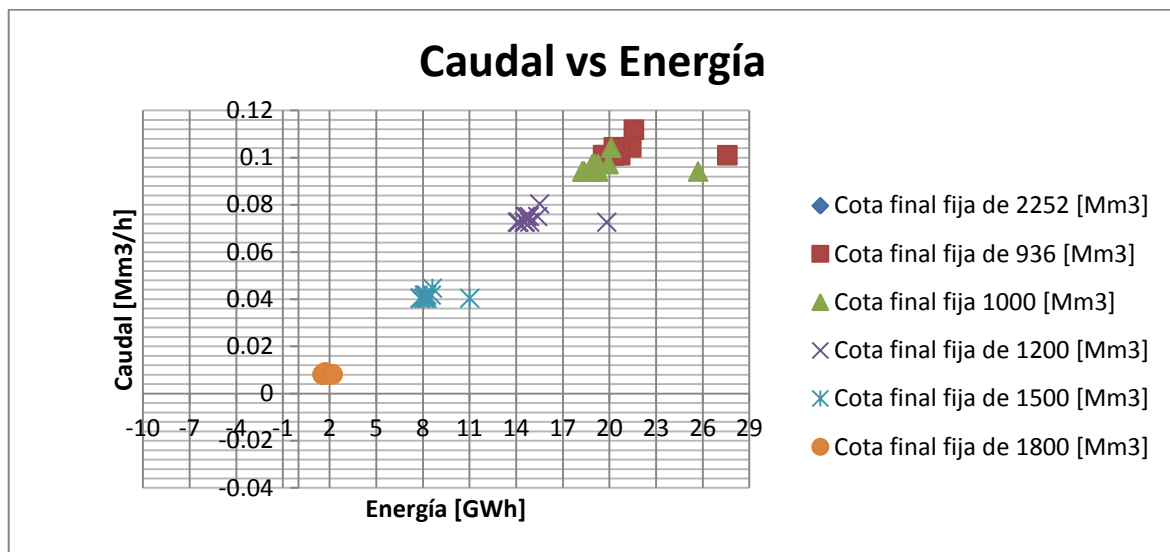


Figura 4.2.27. Simulación 2, Caudal vs Energía para cota final fija.

Máxima extracción

Para este caso la energía no varía mucho durante el periodo de estudio (Figura 4.2.28), el volumen final (Figura 4.2.29) va disminuyendo hasta valores negativos muy grandes respecto a la capacidad de almacenamiento de la central ya que se necesita turbinar grandes volúmenes de agua para generar toda esa energía lo que indica que existe un déficit en el embalse.

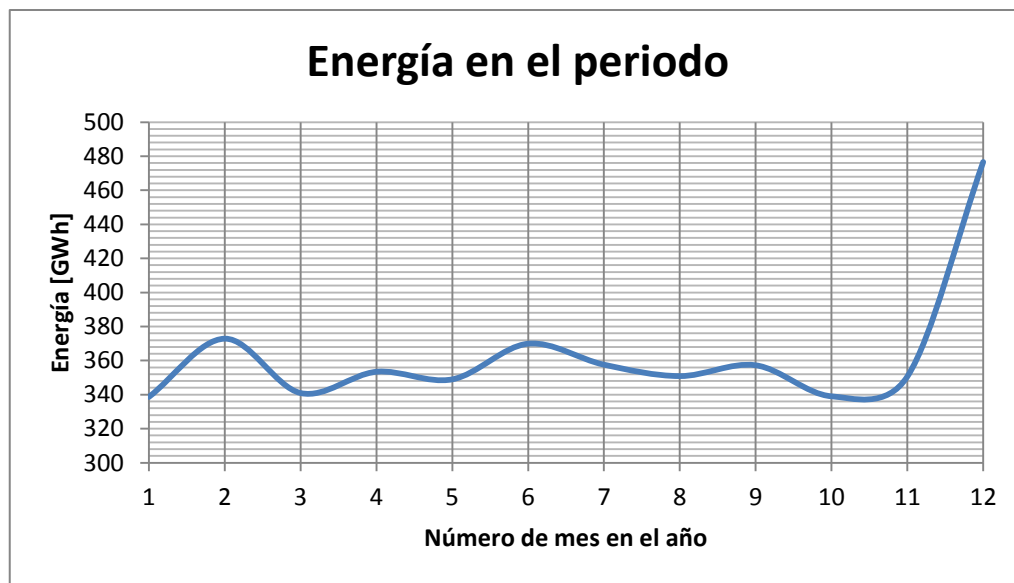


Figura 4.2.28. Simulación 2, Energía en el periodo para máxima extracción.

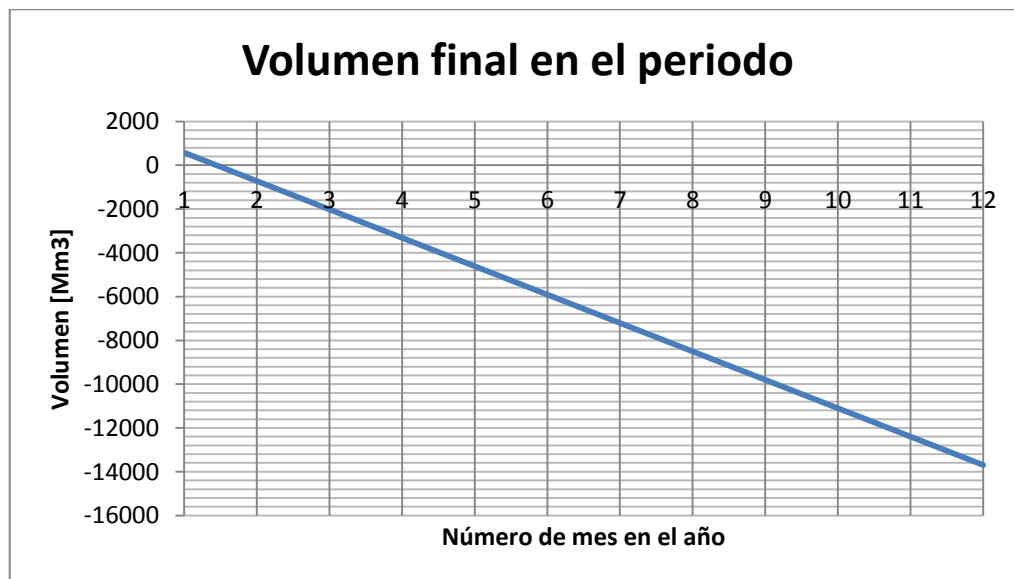


Figura 4.2.29. Simulación 2, Volumen final en el periodo para máxima extracción.

Mínima extracción

Para poder generar energía eléctrica respetando los límites del embalse (NAMO y NAMINO) con las condiciones hidrológicas planteadas al principio de esta simulación se necesita turbinar poco volumen de agua, lo cual se refleja en un caudal pequeño y en una energía generada pequeña (Figura 4.2.31). El volumen final en el periodo varía demasiado al aumentar en porcentaje la capacidad de la planta, dejando en la mayoría de los casos en esta regla de operación y bajo estas condiciones el embalse en valores inferiores al NAMINO (Figura 4.2.31)

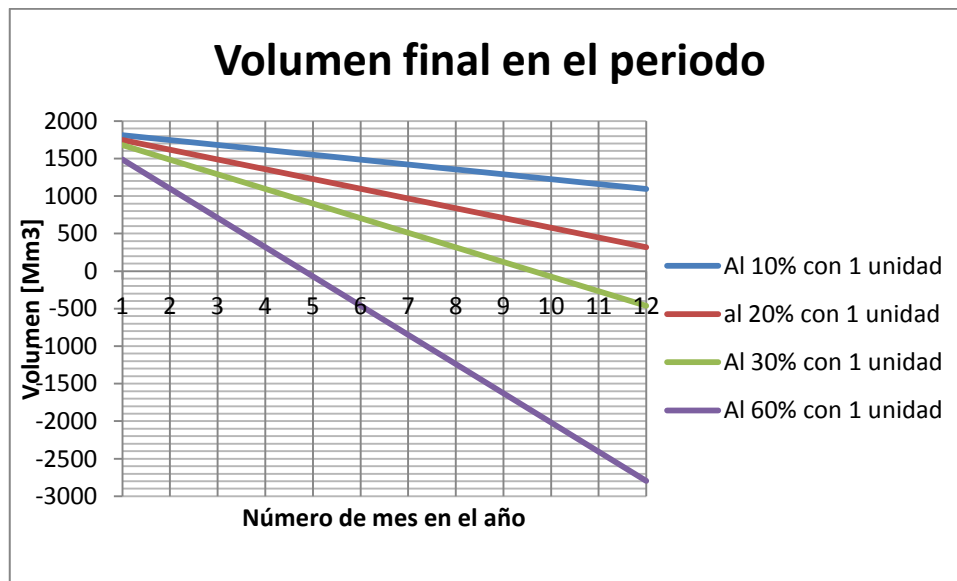


Figura 4.2.30. Simulación 2, Volumen final en el periodo para mínima extracción.

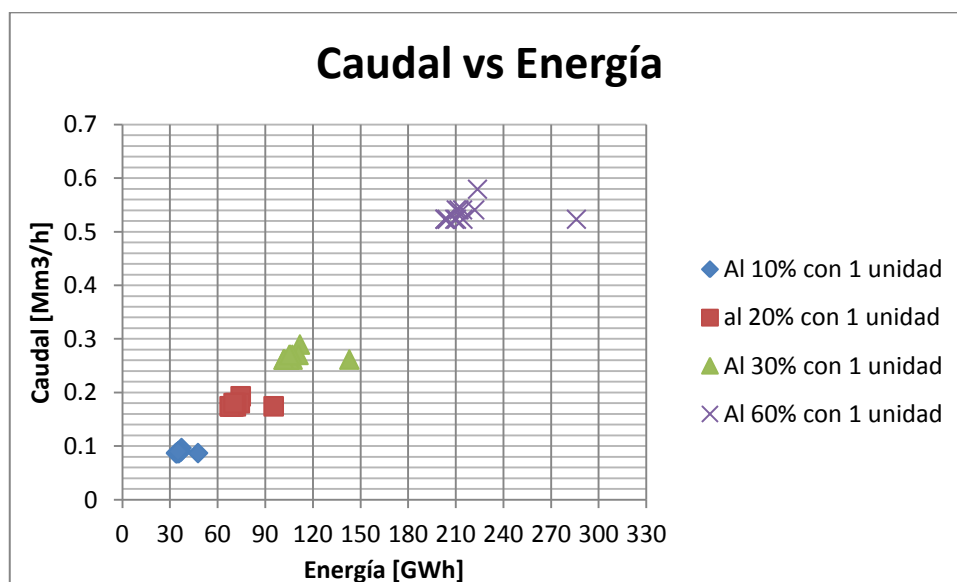


Figura 4.2.31. Simulación 2, Caudal vs Energía para mínima extracción.

Volumen a turbinar fijo

Una de las restricciones en la operación del embalse es conservar el volumen del embalse dentro de los niveles de agua máximo y mínimo de operación, así como el no exceder la capacidad de los generadores. Con la gráfica del volumen final en el periodo se observa si el volumen del embalse excede los límites permitidos bajo cualquier regla de operación, en el caso particular de esta simulación y con base a la Figura 4.2.32 podemos observar que se necesita establecer un volumen a turbinar relativamente pequeño lo cual nos da como resultado un caudal bajo y una energía generada baja (Figura 4.2.33).

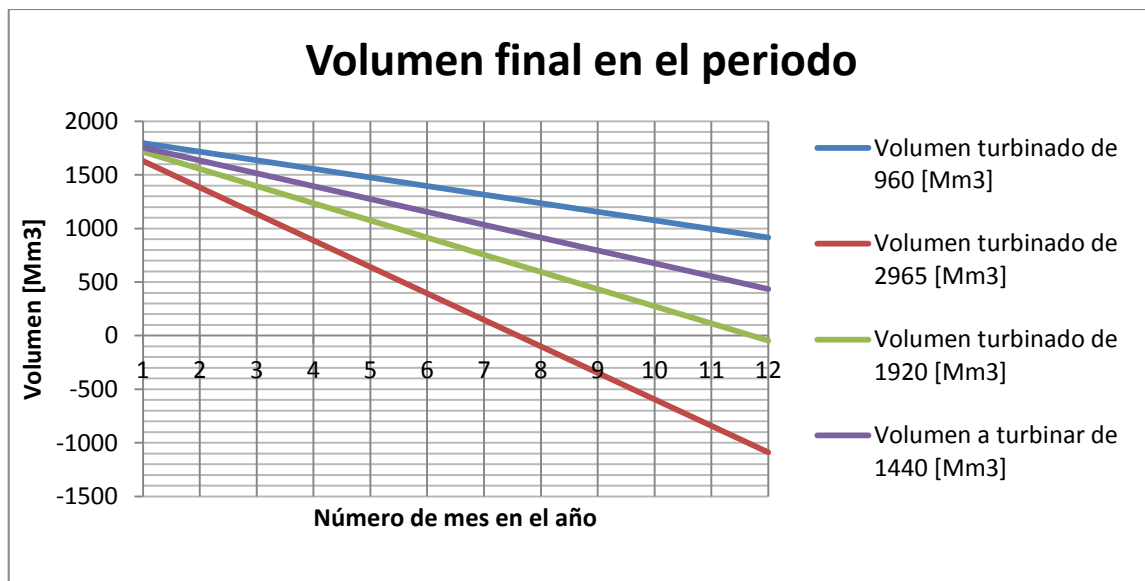


Figura 4.2.32. Simulación 2, Volumen final en el periodo para Volumen a turbinar fijo.

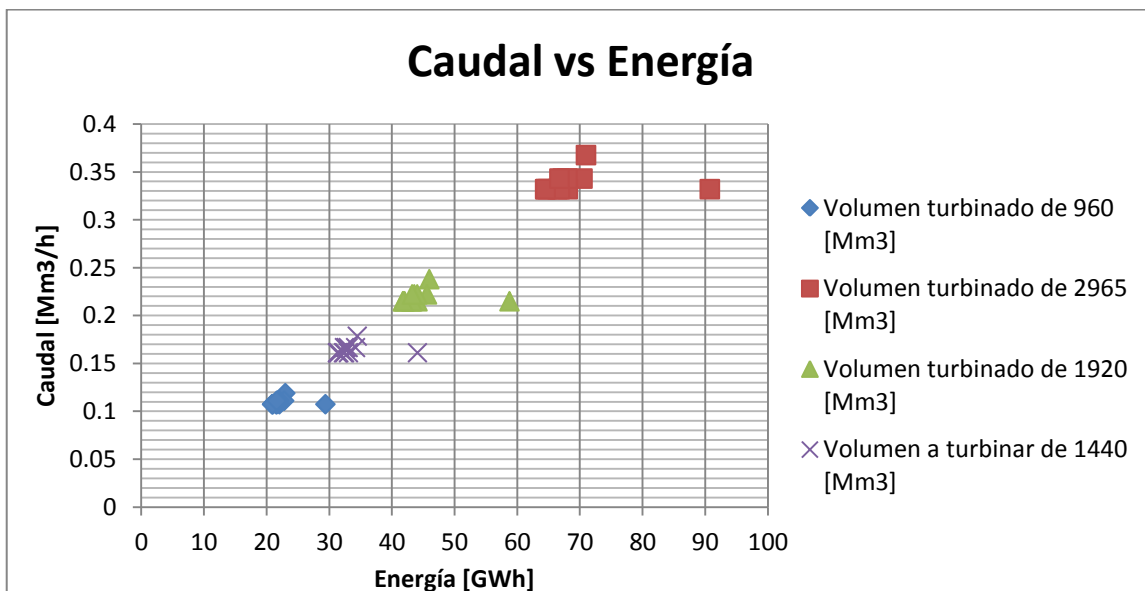


Figura 4.2.33. Simulación 2, Caudal vs Energía para volumen a turbinar fijo.

Potencia final fija

En esta regla de operación con los valores iniciales establecidos para esta simulación se fija la potencia a la cual se va a generar en cada mes durante todo el periodo de estudio, la potencia se mantiene constante y el caudal varía (Figura 4.2.35). Al igual que en las demás reglas de operación la generación de energía eléctrica se ve limitada debido a la escases de agua durante el periodo de estudio, en la (Figura 4.2.34) se puede observar la energía generada y como se va reduciendo el volumen del embalse, en algunos casos hasta terminar con toda el agua del embalse.

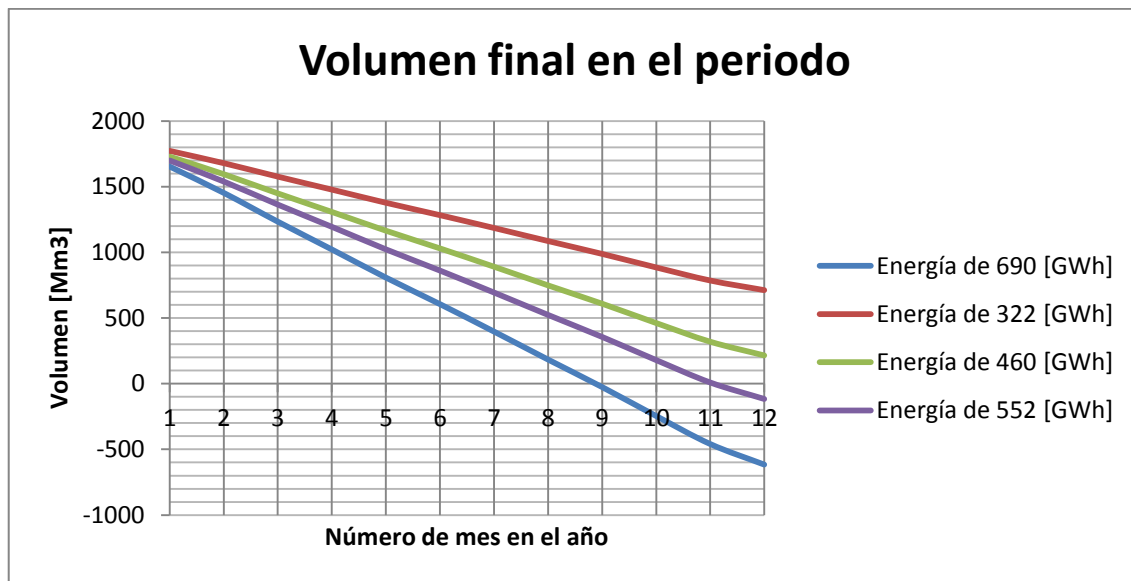


Figura 4.2.34. Simulación 2, Volumen final en el periodo para potencia final fija.

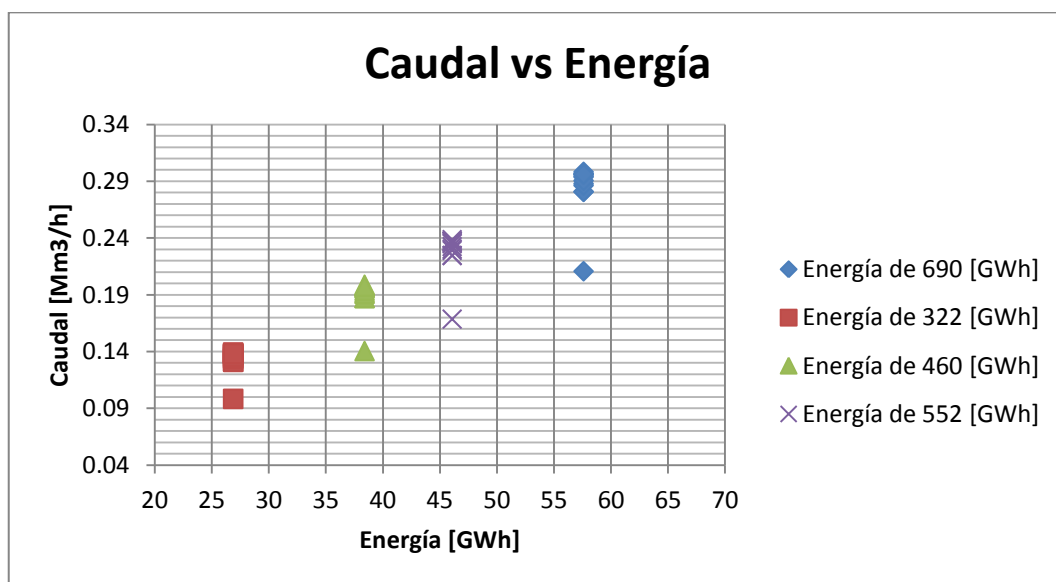


Figura 4.2.35. Simulación 2, Caudal vs Energía para potencia final fija.

Simulación 3

Para este caso se retoman los valores obtenidos de la central en el año 2010 de forma similar a los datos iniciales de la simulación 1 pero con una diferencia, las aportaciones se multiplican por dos para analizar el embalse simulando un periodo más húmedo (Tabla 4.2-4). El porcentaje en el periodo (PC[i]) va relacionado nuevamente con las aportaciones esto para generar una mayor energía en el mes que hay más aportaciones y evitar un desbordamiento del embalse.

Tabla 4.2-4. Datos iniciales para la simulación 3, Aportaciones al doble.

Periodo	Aportaciones [Mm ³]	Altura promedio [msnm]	Consumo específico [m ³ /s/kwh]	Tiempo [horas]	Porcentaje
1	85.153526	386.888397	2.575915	744	1.378628
2	827.462219	389.009277	2.590036	672	13.396536
3	160.644638	384.297729	2.558666	744	2.600822
4	167.044434	383.060669	2.55043	720	2.704434
5	144.249557	375.430634	2.499629	744	2.335387
6	208.729813	365.984985	2.436739	720	3.379316
7	1125.27527	366.375488	2.439339	744	18.218102
8	1684.90418	373.384521	2.486006	744	27.278442
9	1245.46057	378.962006	2.523141	720	20.163891
10	345.898895	386.454193	2.573024	744	5.600071
11	112.15358	386.128326	2.570854	720	1.815756
12	69.711227	274.837738	1.829878	744	1.128618

NAMO= 2252 Mm³

NAMINO= 936 Mm³

Volumen inicial V1[1]= 1875 Mm³

Potencia por unidad generadora Pu= 375 MW

Número de unidades generadoras u= 2

Periodos= 12

A continuación se presentan los resultados obtenidos con los datos iniciales de la simulación 3 con las cinco reglas de operación descritas anteriormente (4.1 Reglas de operación).

Cota final fija

La energía en el periodo sigue la misma tendencia que en la simulación 1, esto se debe a que nuevamente el porcentaje va ligado a las aportaciones con la diferencia de que se obtiene una mayor energía (Figura 4.2.36). Graficando el caudal contra la energía se obtiene la curva característica de entrada-salida de una central hidroeléctrica donde a un caudal mayor la energía incrementa (Figura 4.2.37).

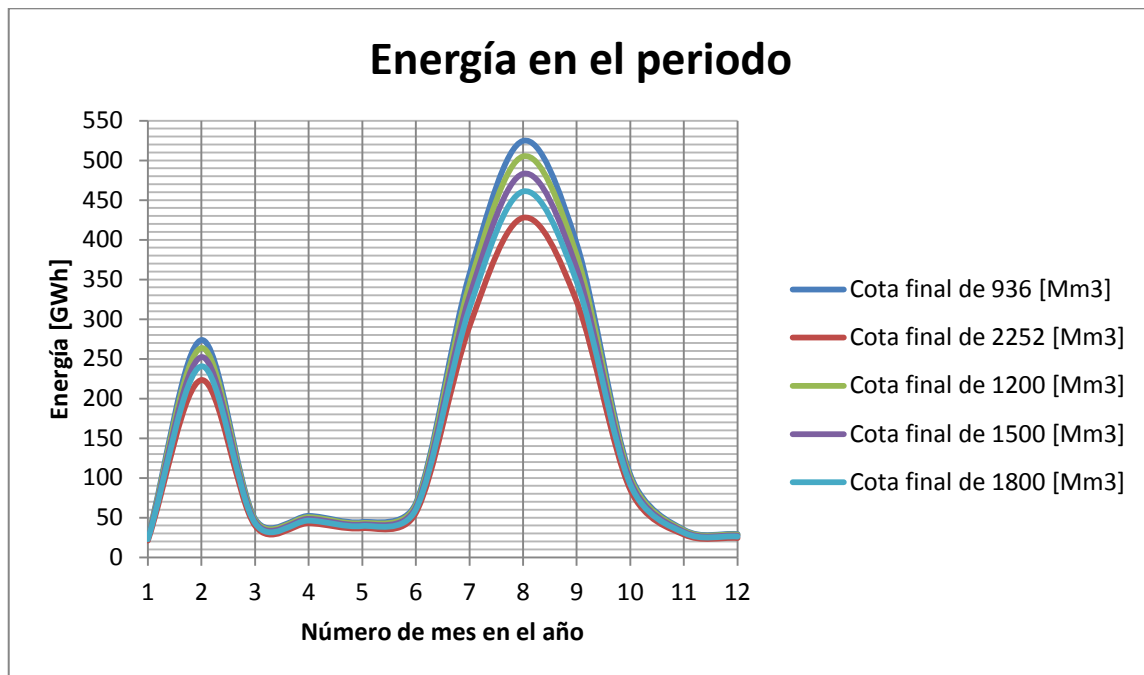


Figura 4.2.36. Simulación 3, Energía en el periodo para cota final fija.

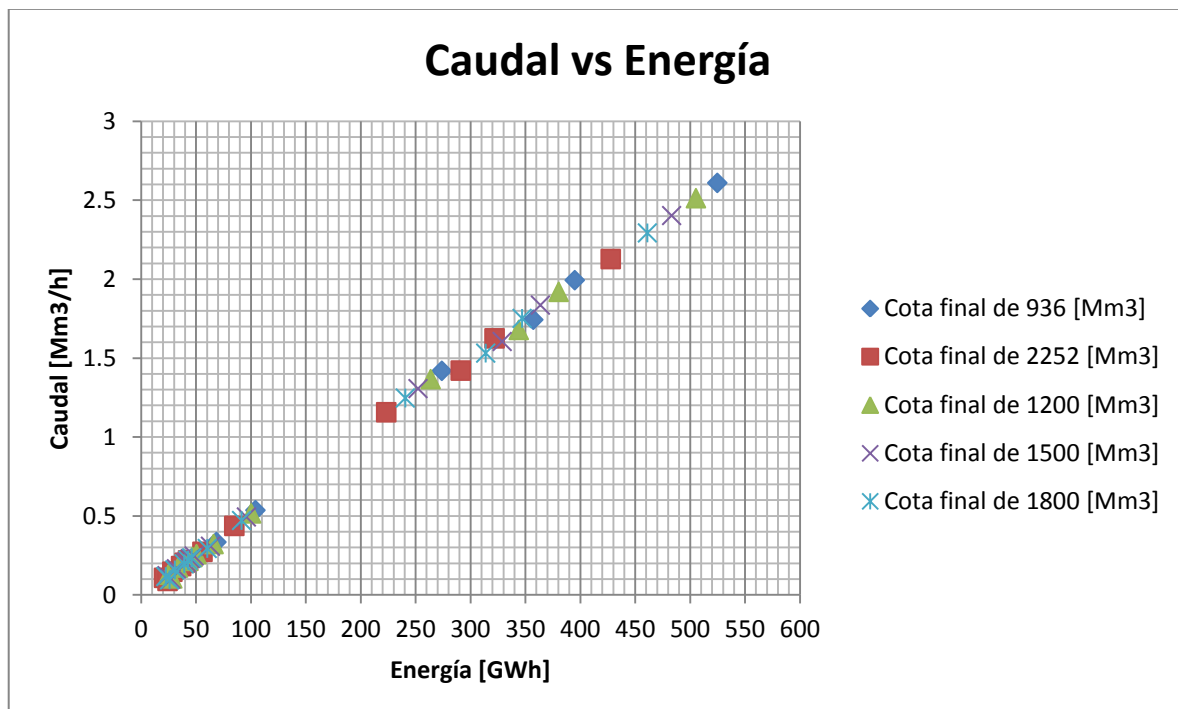


Figura 4.2.37. Simulación 3, Caudal vs Energía para cota final fija.

Máxima extracción

En la (Figura 4.2.38) se muestra el volumen final en el periodo, obsérvese que pese a tener un mayor volumen de agua por las aportaciones, al generar a máxima potencia hay nuevamente déficit en el embalse arrojando volúmenes con valores negativos.

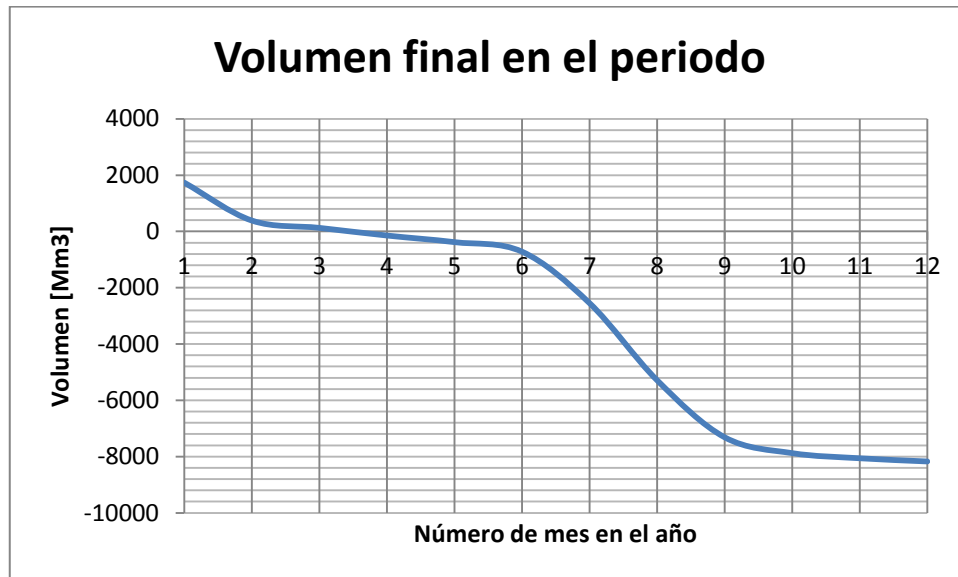


Figura 4.2.38. Simulación 3, Volumen final en el periodo para máxima extracción.

Mínima extracción

Caso contrario a la máxima extracción, en la mínima extracción se designa un porcentaje a la cual debe operar la planta y el número de unidades generadoras. Al generar con un porcentaje pequeño con una unidad generadora da como resultado el desbordamiento del embalse y al operar la central a la mitad de su capacidad (al 100% con 1 unidad) se tiene como resultado un déficit en el embalse (Figura 4.2.39).

La Figura 4.2.40 muestra como el caudal va variando dependiendo del volumen de agua que se tenga en el mes, turbinando así lo necesario para obtener la energía establecida.

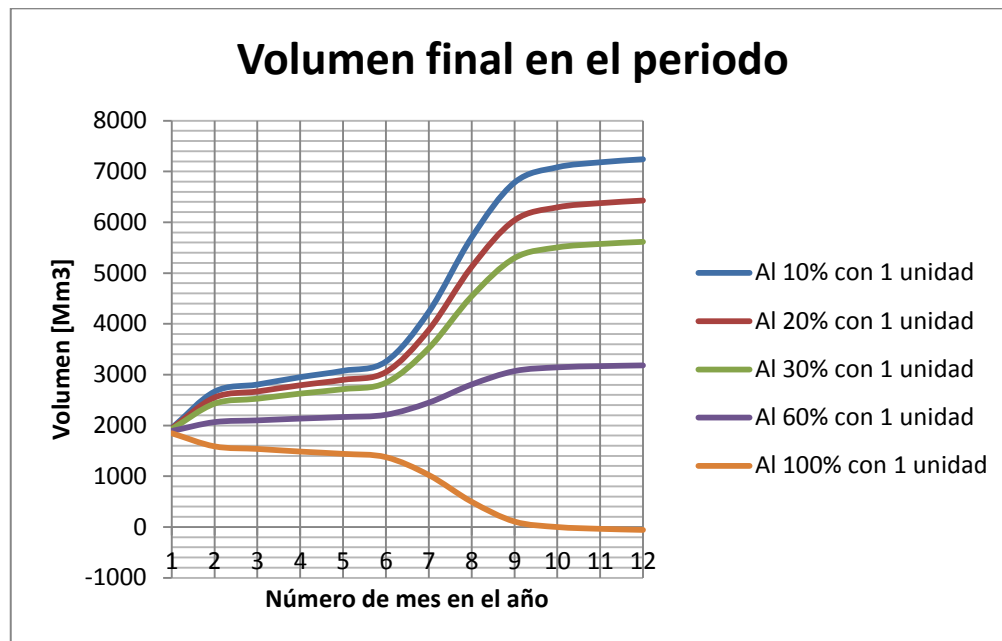


Figura 4.2.39. Simulación 3, Volumen final en el periodo para mínima extracción.

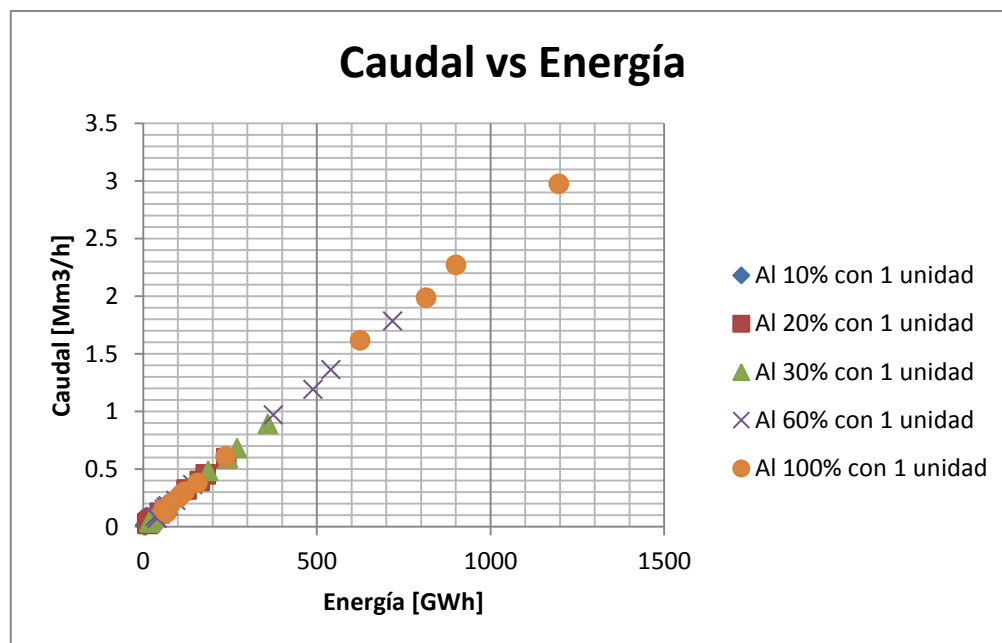


Figura 4.2.40. Simulación 3, Caudal vs Energía para mínima extracción.

Volumen a turbinar fijo

La Figura 4.2.41 describe el comportamiento del embalse a lo largo de periodo de estudio mostrando los volúmenes finales con diferentes turbinados, la mayoría de estos volúmenes de agua están fuera de los límites permitidos, se puede observar que para estar dentro de los límites prácticamente se tiene que turbinar solo las aportaciones.

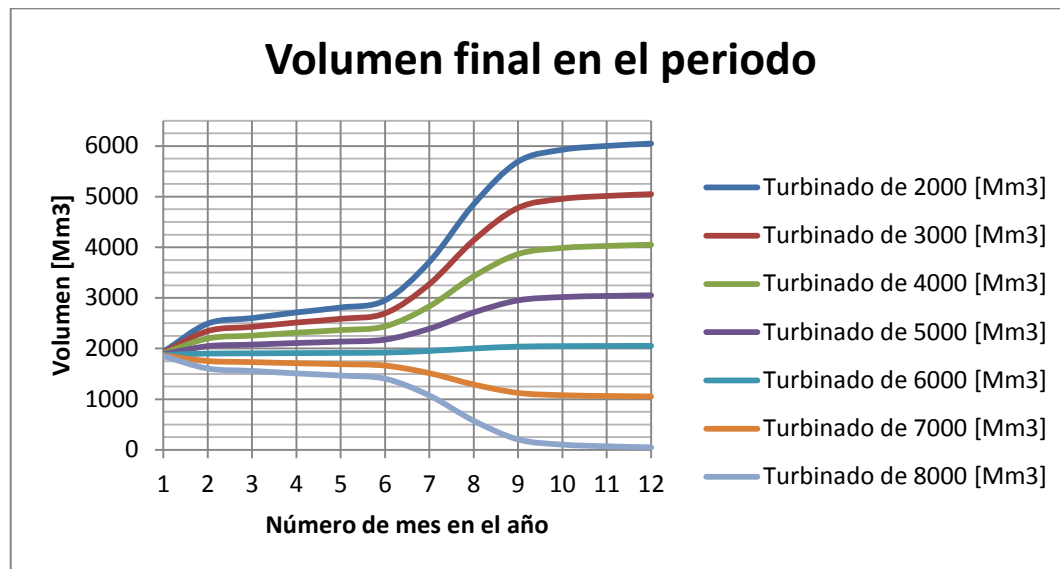


Figura 4.2.41. Simulación 3, Volumen final en el periodo para volumen a turbinar fijo.

Obsérvese que la energía vs el caudal tiene el mismo comportamiento con respecto a la simulación 1 pese a que se está simulando con volúmenes de agua más grandes (Figura 4.2.42).

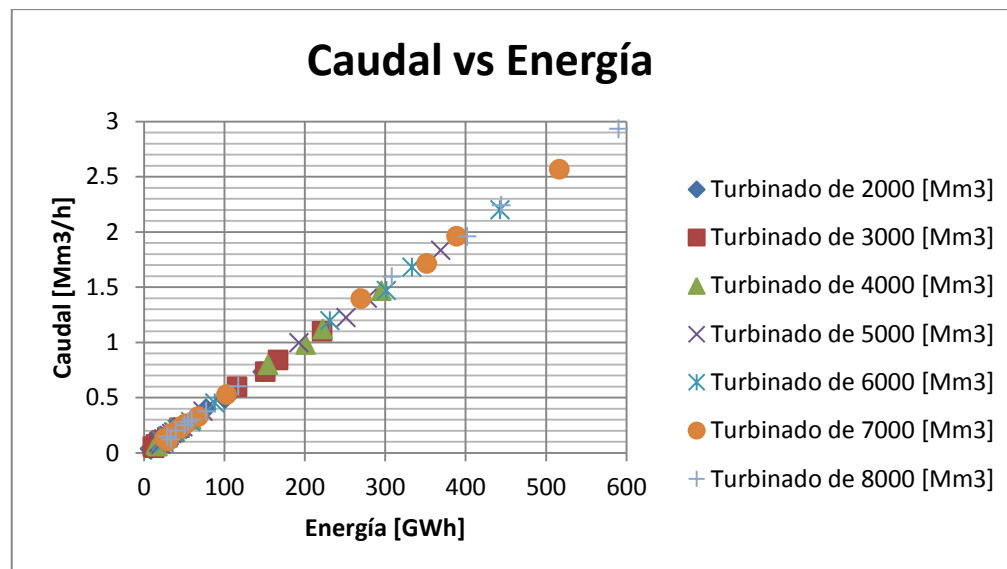


Figura 4.2.42. Simulación 3, Caudal vs Energía para volumen a turbinar fijo.

Potencia final fija

En esta regla se fija la energía firme que se desea obtener del embalse y se distribuye la generación de la energía a lo largo del periodo, la generación depende de las aportaciones y por ende el volumen turbinado va variando al igual que el caudal (Figura 4.2.44).

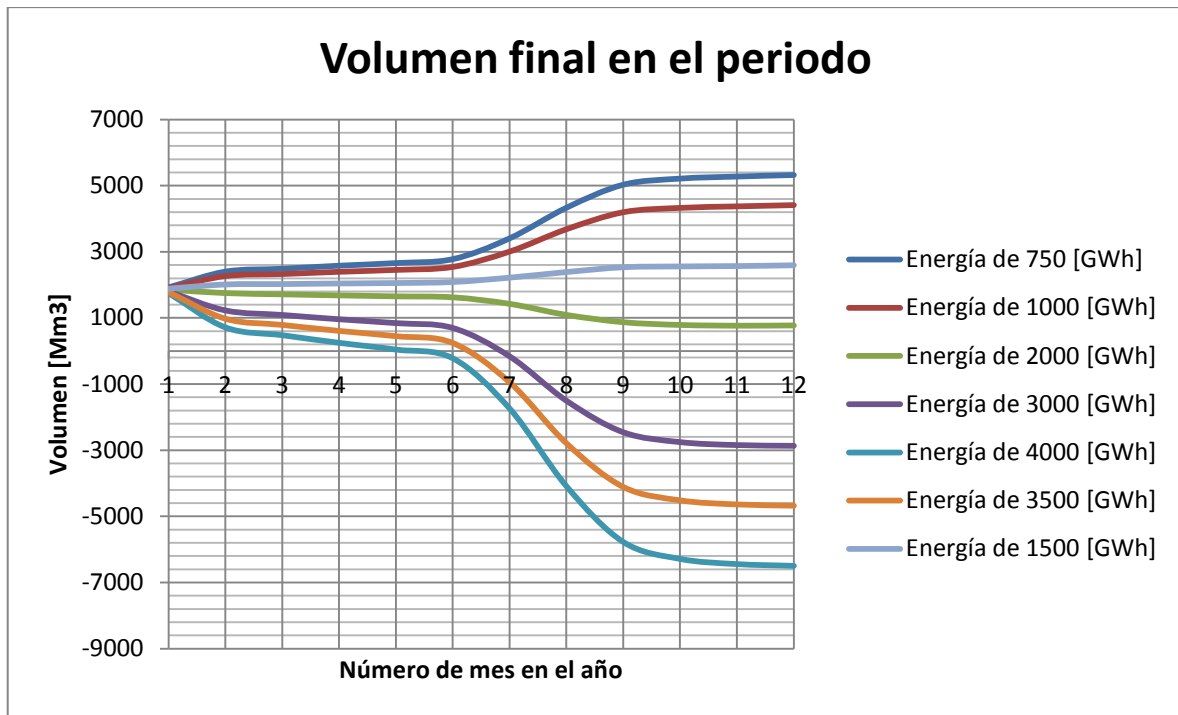


Figura 4.2.43. Simulación 3, Volumen final en el periodo para potencia final fija.

En la Figura 4.2.43 se puede observar que el valor ideal de potencia final fija oscila cerca de 2000 GWh, este valor está cerca de los límites permitidos para operar el embalse.

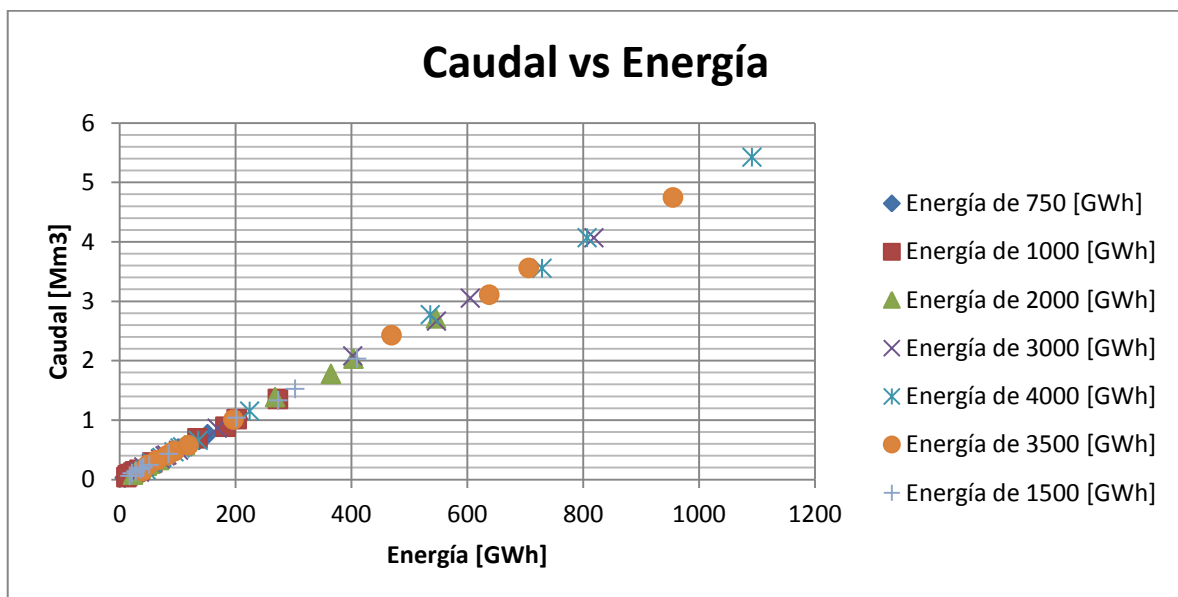


Figura 4.2.44. Simulación 3, Caudal vs Energía para potencia final fija.

Simulación 4

En este caso se considera un volumen inicial de 936 Mm^3 , es decir, la operación del sistema iniciara con un valor inicial que representa el NAMINO (Nivel De Aguas Mínimo de Operación), también se emplearon los datos de la central hidroeléctrica El Cajón del año 2010 considerando que el embalse se comportará con características similares para el año 2011. De acuerdo con lo anterior, en la Tabla 4.2-5.

Tabla 4.2-5. Datos iniciales para la simulación 4, Volumen inicial de 936 Mm^3 .

Periodo [i]	Aportaciones A0[i] Mm3	Altura promedio hprom[i] msnm	Consumo especifico Ce[i] m3/s/kwh	Tiempo T[i] horas	Porcentaje PC[i] %
1	42.576763	386.888397	2.575915	744	1.378628
2	413.73111	389.009277	2.590036	672	13.396536
3	80.322319	384.297729	2.558666	744	2.600822
4	83.522217	383.060669	2.55043	720	2.704434
5	72.124779	375.430634	2.499629	744	2.335387
6	104.364906	365.984985	2.436739	720	3.379316
7	562.637634	366.375488	2.439339	744	18.218102
8	842.452087	373.384521	2.486006	744	27.278442
9	622.730286	378.962006	2.523141	720	20.163891
10	172.949448	386.454193	2.573024	744	5.600071
11	56.07679	386.128326	2.570854	720	1.815756
12	34.855614	274.837738	1.829878	744	1.128618

NAMO= 2252 Mm^3

NAMINO= 936 Mm^3

Volumen inicial V1[1]= 936 Mm^3

Potencia por unidad generadora Pu= 375 MW

Número de unidades generadoras u= 2

Periodos= 12

Cota final fija

La Figura 4.2.45 muestra la energía generada durante el periodo de estudio, bajo la condición de un volumen inicial del NAMINO (936 Mm^3), considerando las restricciones de volumen máximo y mínimo del embalse en todas las simulaciones, debido a esto cualquier valor de cota final puede emplearse para la operación de la central.

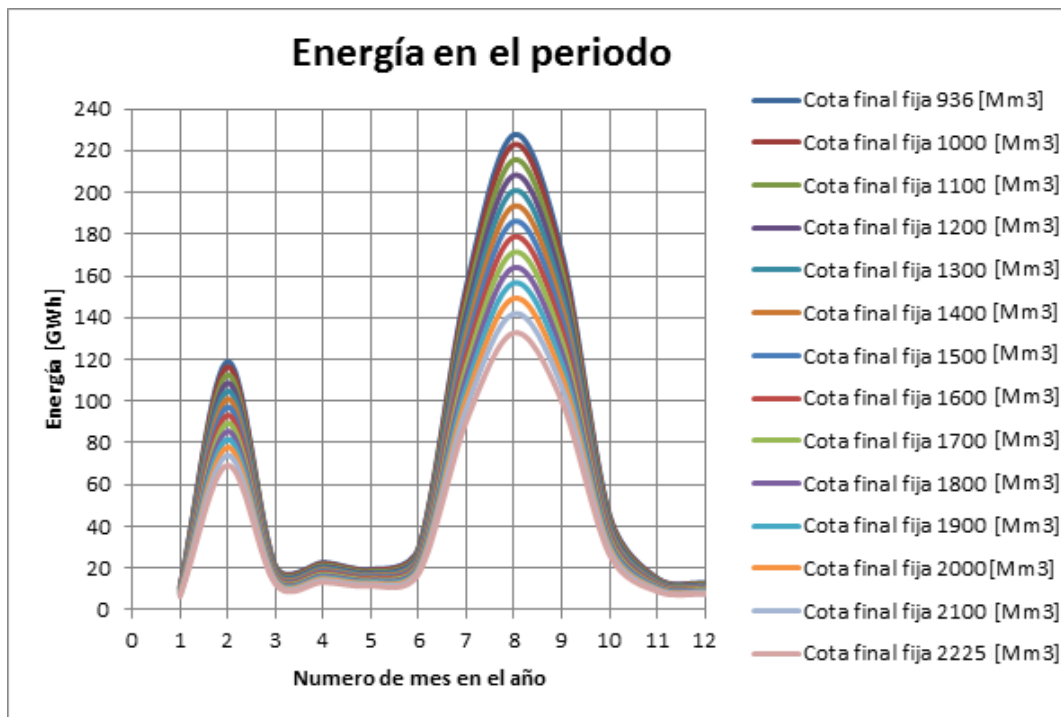


Figura 4.2.45. Simulación 4, Energía generada por periodo para cota final fija.

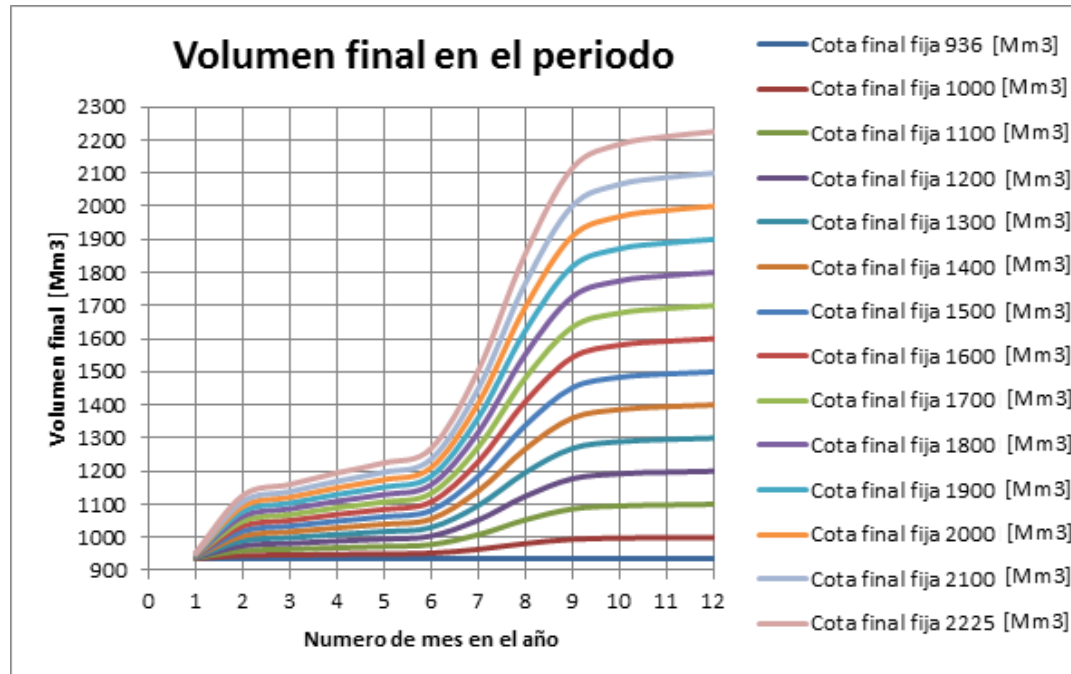


Figura 4.2.46. Simulación 4, Volumen final en el periodo para cota final fija.

En la Figura 4.2.45 y Figura 4.2.46 son representadas los valores obtenidos en las simulaciones, se visualiza que la energía obtenida por periodo esta en funcion del volumen

extraído del embalse, es decir, al extraer mayor cantidad de agua se generara mas potencia y al operar la central con menor cantidad de agua extraída del embalse se obtendra menor energía generada (Figura 4.2.45).

Los valores seleccionados para la aplicación de esta regla dependerán de dos criterios; Del volumen final pretendido para el embalse al final del periodo, o bien, de la energía que se desee generar.

La Figura 4.2.47 muestra que la generación de energía es proporcional al caudal empleado, es decir, a mayor caudal mayor potencia generada; lo que también representa gran cantidad de volumen turbinado y por ende cotas finales aproximadas al nivel de aguas mínimo de operación (NAMINO).

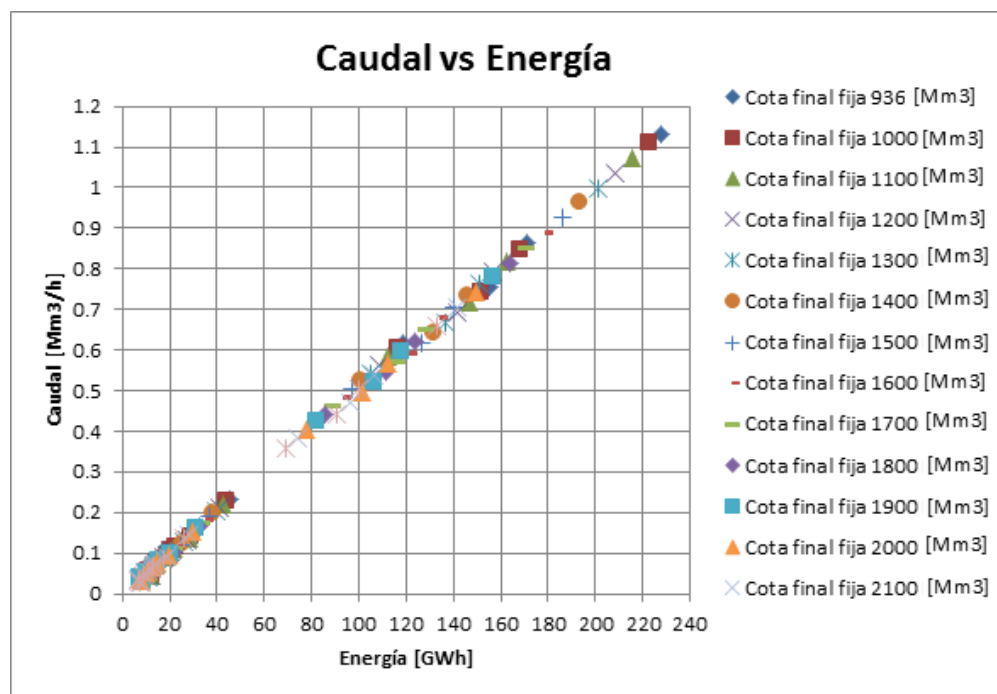


Figura 4.2.47. Simulación 4, Caudal vs Energía para cota final fija.

Máxima extracción

Al pretender generar la máxima cantidad de energía e iniciar el proceso de generación del sistema hidroeléctrico con un volumen mínimo de 936 Mm³, el volumen de agua almacenado en el embalse es gastado, alcanzando incluso valores negativos desde el primer mes del periodo de estudio, denotando así déficit en el embalse (Figura 4.2.48).

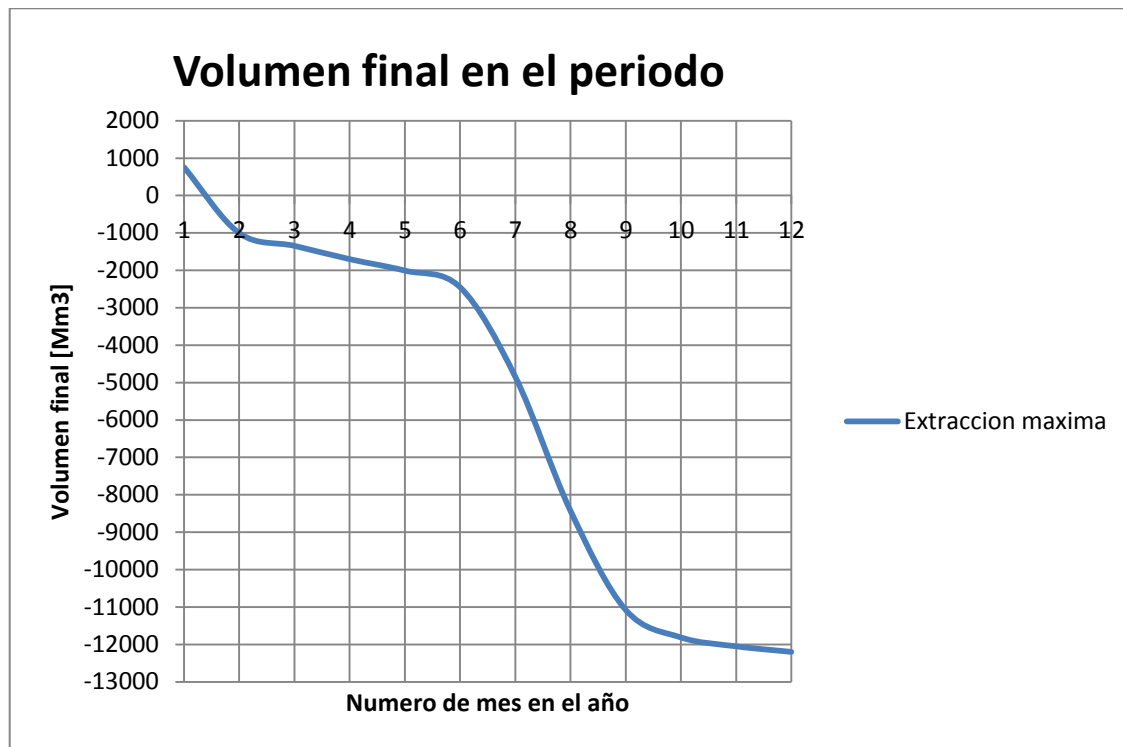


Figura 4.2.48. Simulación 4, Volumen final en el periodo para máxima extracción.

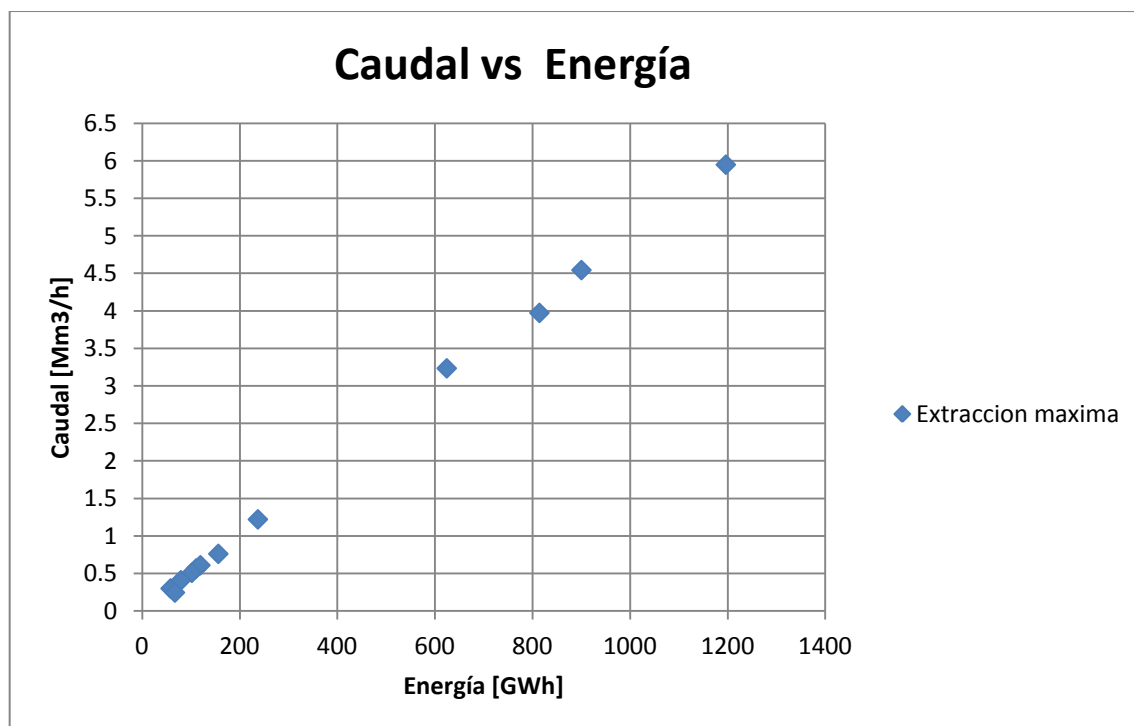


Figura 4.2.49. Simulación 4, Caudal vs Energía para máxima extracción.

En la Figura 4.2.49 se logra apreciar el caudal que se necesitaría para poder generar las cantidades de energía resultantes de la operación lo cual conlleva a que exista un rápido decrecimiento del volumen en el embalse y por ende que sobrepase el nivel de aguas mínimo de operación NAMINO.

Mínima extracción

Bajo esta regla de operación se deben emplear (en este caso), ambas unidades de generación funcionando al 10%, por tanto la energía generada será insuficiente para lograr demandar altos niveles de volumen turbinado, por ende, el volumen final en el periodo excederá el nivel de aguas máximo de operación que se verá reflejado es desbordamientos en el embalse. También se puede apreciar en la Figura 4.2.50 que al emplear ambos generadores bajo cualquier porcentaje de operación, siempre es sobrepasado el nivel de agua mínimo de operación (NAMINO) y al operar la central hidroeléctrica con estos valores se tiene como resultado un déficit en el embalse.

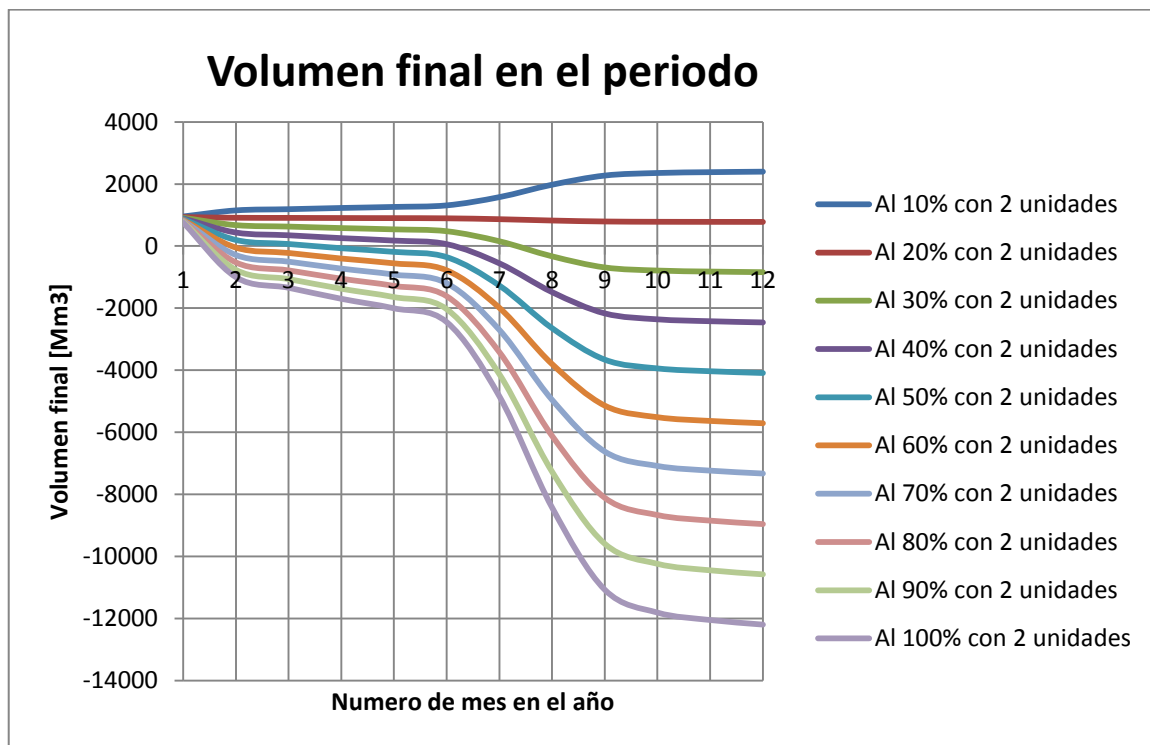


Figura 4.2.50. Simulación 4, Volumen final en el periodo para mínima extracción.

En la Figura 4.2.51 es mostrado el caudal requerido en cada porcentaje de generación contra la energía generada bajo la aplicación de esta regla de operación.

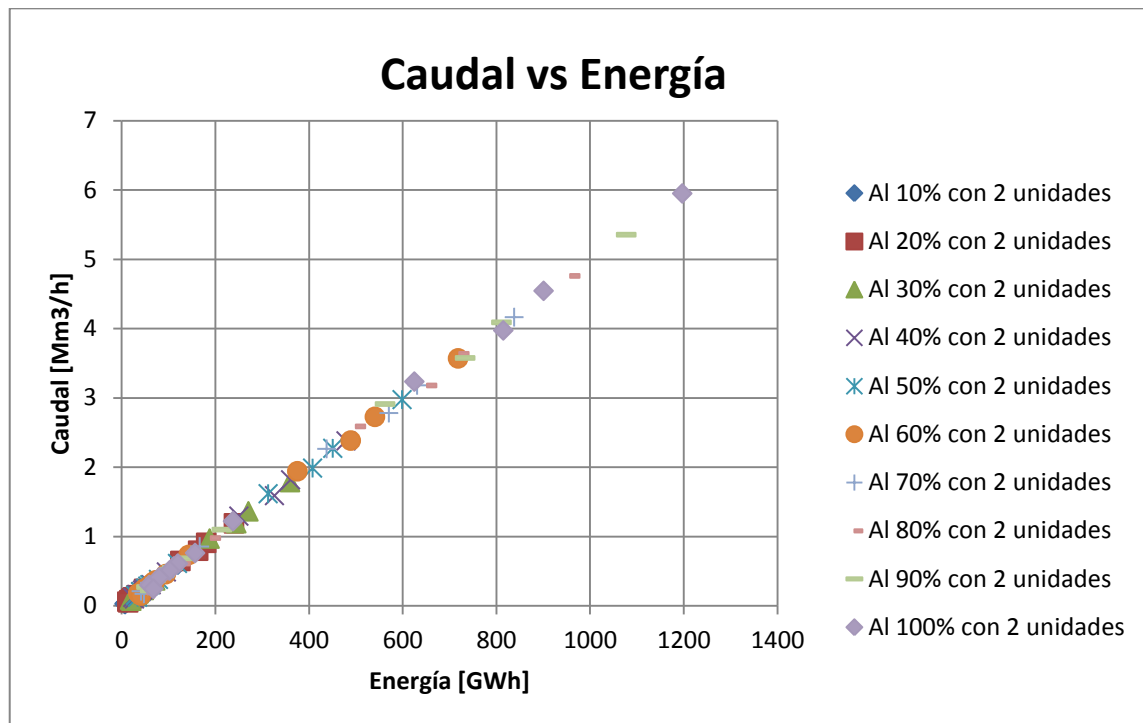


Figura 4.2.51. Simulación 4, Caudal vs Energía para mínima extracción.

Volumen a turbinar fijo

Debido a que en esta regla de operación se debe de establecer un volumen total que tendrá que ser turbinado durante el horizonte de planeación, resulta complicado obtener valores adecuados de operación con el objeto de evitar déficit y desbordamientos en el embalse.

En la Figura 4.2.52 se puede observar el comportamiento del embalse bajo diversos volúmenes turbinados, resaltando solo tres valores que no exceden los niveles límites de operación (NAMINO Y NAMO).

En la Figura 4.2.53 se observa la energía generada durante el periodo de estudio para cada volumen turbinado. Mediante los valores obtenidos en la simulación se aprecia en la Figura 4.2.52 que para un turbinado de 2000 Mm³, 2500 Mm³, 2900 Mm³ y 3100 Mm³ conservan volúmenes finales aceptables en el embalse para la operación de la central hidroeléctrica. Por tanto, la selección de esta regla de operación dependerá de dos criterios; El volumen final más conveniente en el embalse ó de la potencia que se desee generar siempre y cuando no sea rebasados los niveles límites de operación (NAMINO Y NAMO).

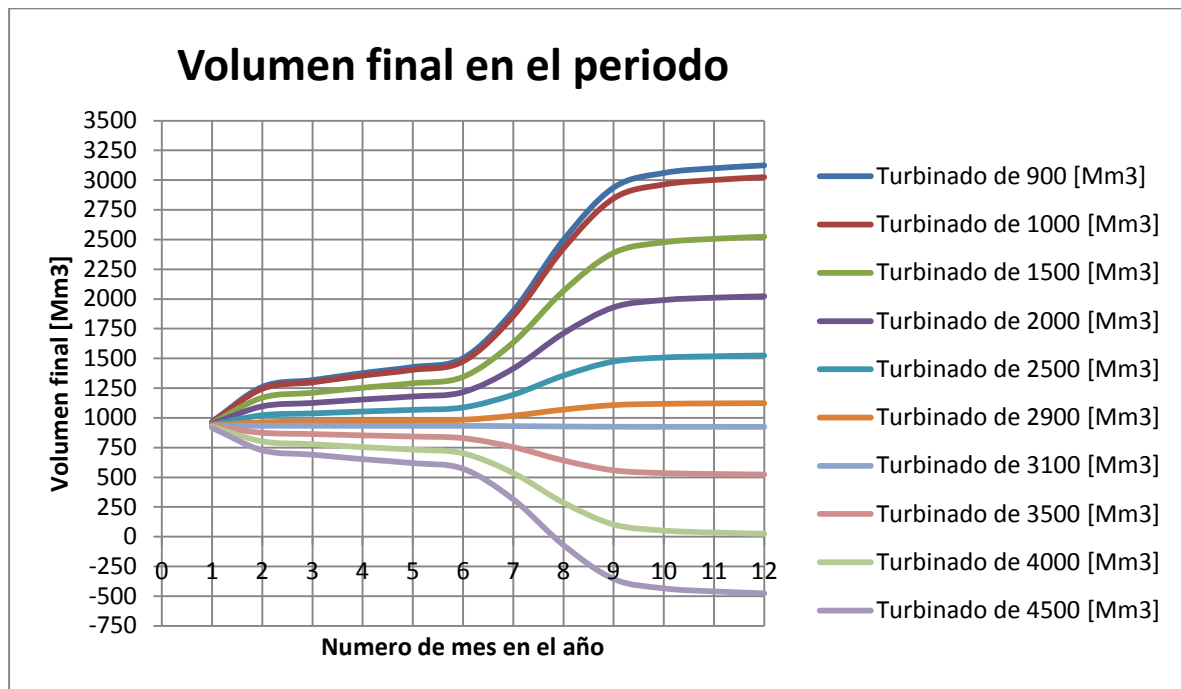


Figura 4.2.52. Simulación 4, Volumen final en el periodo para volumen a turbinar fijo.

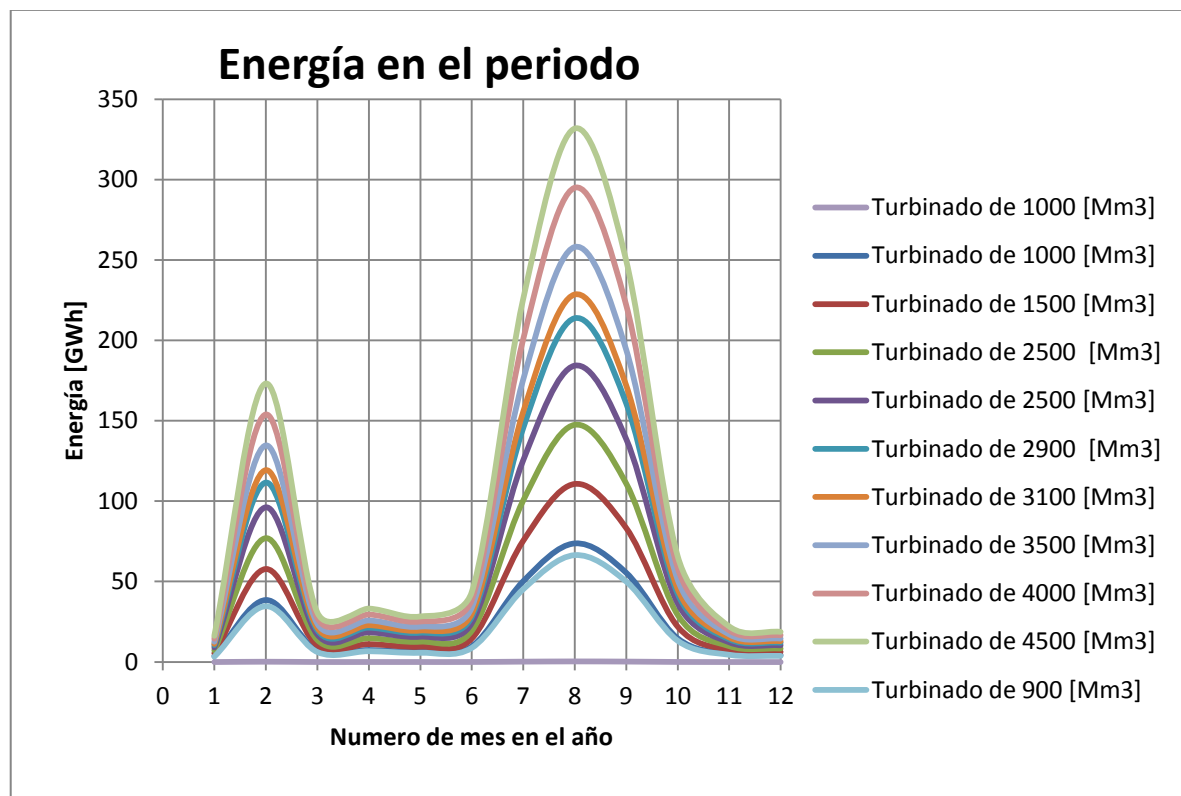


Figura 4.2.53. Simulación 4, Energía generada en el periodo para volumen turbinado fijo.

La Figura 4.2.54 muestra la curva característica de entrada y salida de una central hidroeléctrica, se aprecia el caudal necesario para los diferentes valores de energía generada determinados por el volumen turbinado predeterminado.

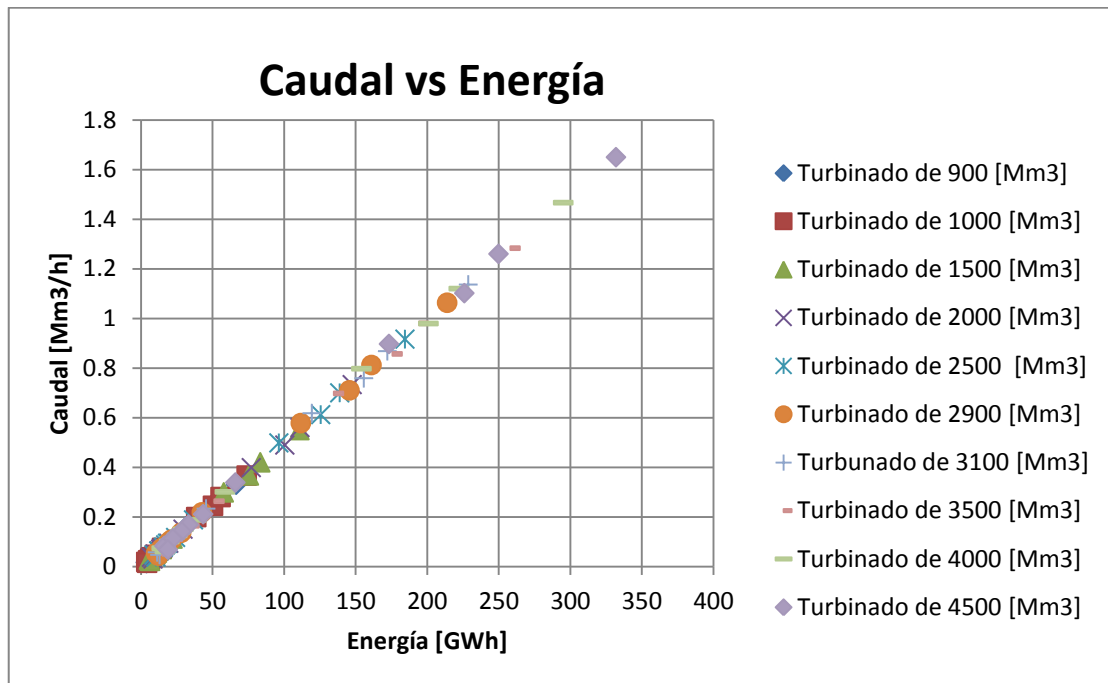


Figura 4.2.54. Simulación 4, Caudal vs Energía para volumen turbinado fijo.

Potencia final fija

La Figura 4.2.55 muestra las diversas curvas que representan los volúmenes finales consecuentes de los valores de energía simulados y con ello el comportamiento del embalse bajo estos criterios de operación. Nótese que existen algunos valores de potencia final fija, los cuales resultan con un volumen final dentro del nivel de agua máximo y mínimo de operación. Se aprecia que estos valores se encuentran en un rango de 400 GWh a 800 GWh.

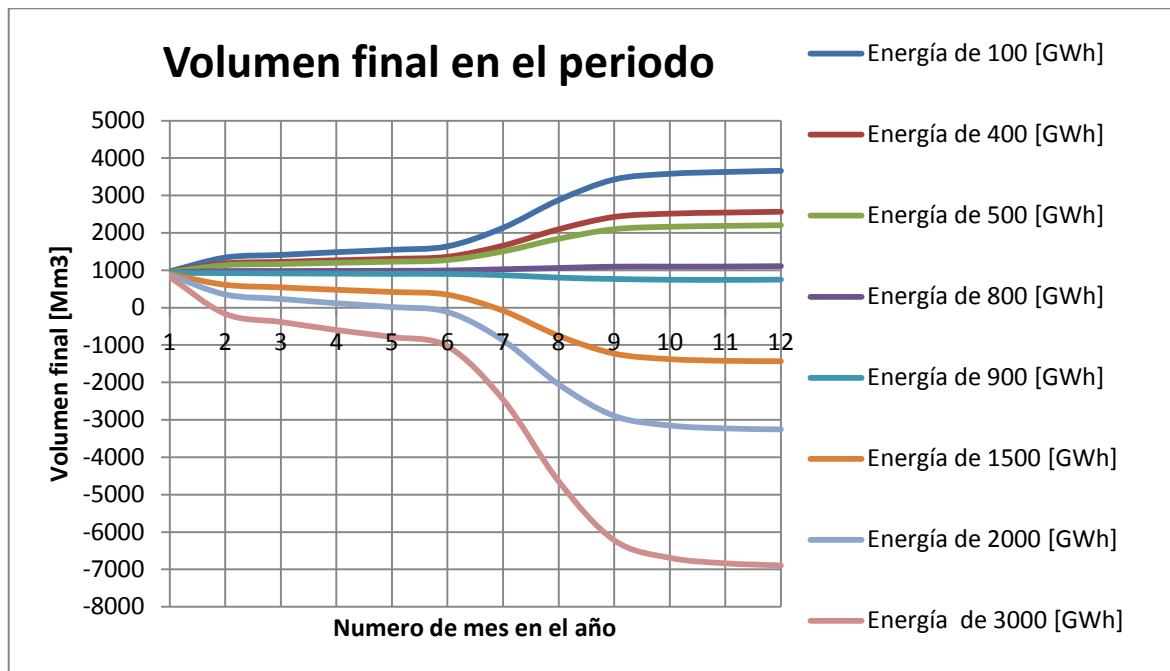


Figura 4.2.55. Simulación 4, Volumen final en el periodo para potencia final fija.

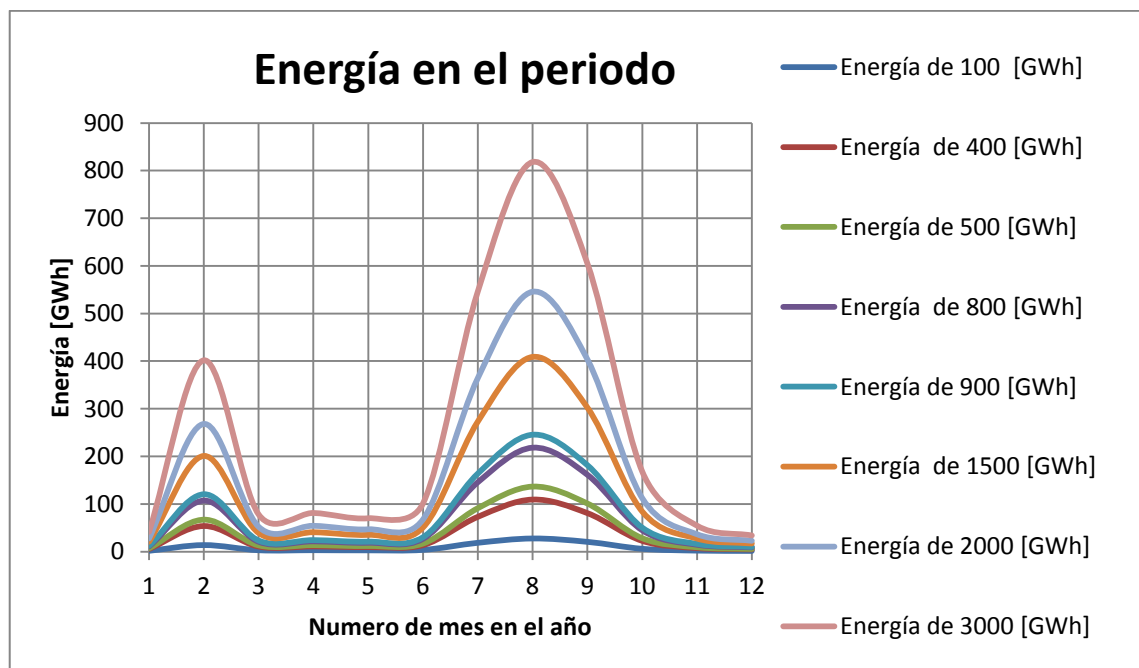


Figura 4.2.56. Simulación 4, Energía en el periodo para potencia final fija.

La Figura 4.2.56 muestra la energía generada a lo largo del periodo con los valores propuestos en la simulación.

En la Figura 4.2.57 se aprecia que el la entrada del sistema (caudal) es directamente proporcional a la salida (energía), por lo cual, al pretender generar más energía demandara mayor cantidad en unidad de tiempo.

Para seleccionar esta regla de operación, deberá evaluarse que volumen final en el embalse es el más conveniente y cuál de los tres valores de energía es el adecuado en la operación de la central hidroeléctrica (Desde 400 GWh y hasta 800 GWh).

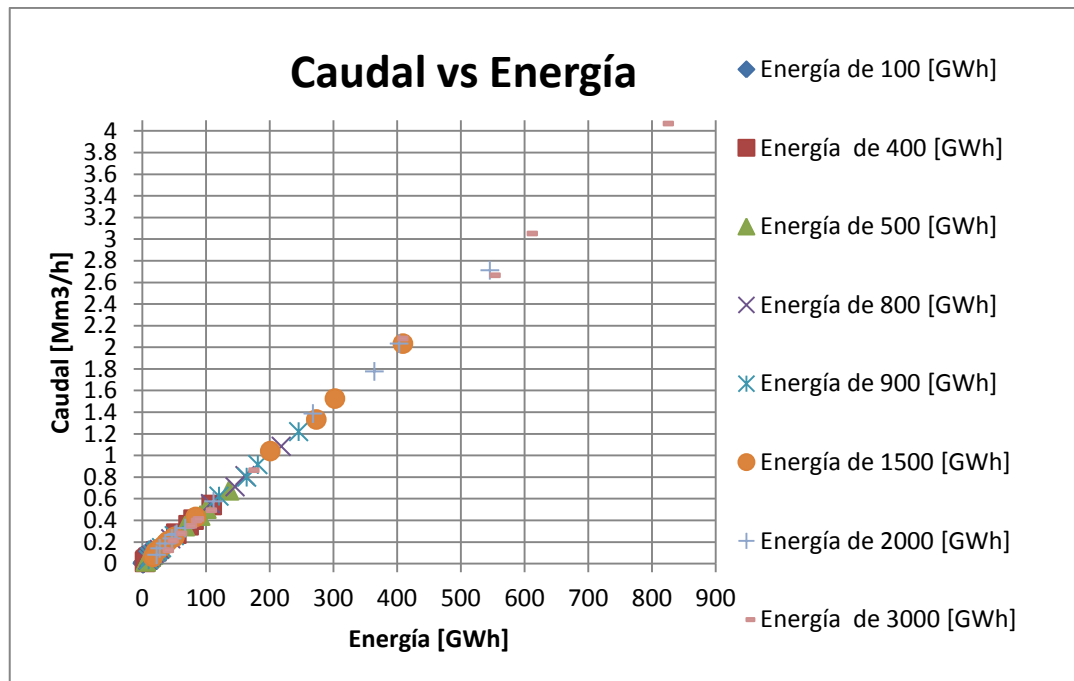


Figura 4.2.57. Simulación 4, Caudal vs Energía para potencia final fija.

Simulación 5

En este caso se considera un volumen inicial de 2252 Mm³, es decir, la operación del sistema iniciara con un valor inicial que representa el NAMO(Nivel De Aguas Máximo de Operación), también se emplearon los datos de la central hidroeléctrica El Cajón del año 2010 considerando que el embalse se comportará con características similares para el año 2011. De acuerdo con lo anterior, en la Tabla 4.2-6.

NAMO= 2252 Mm³

NAMINO= 936 Mm³

Volumen inicial V1[1]= 2252 Mm³

Potencia por unidad generadora Pu= 375 MW

Número de unidades generadoras u= 2

Periodos= 12

Tabla 4.2-6. Datos iniciales para la simulación 5, Volumen inicial de 2252 Mm³.

Periodo [i]	Aportaciones A0[i] Mm3	Altura promedio hprom[i] msnm	Consumo específico Ce[i] m3/s/kwh	Tiempo T[i] horas	Porcentaje PC[i] %
1	42.576763	386.888397	2.575915	744	1.378628
2	413.73111	389.009277	2.590036	672	13.396536
3	80.322319	384.297729	2.558666	744	2.600822
4	83.522217	383.060669	2.55043	720	2.704434
5	72.124779	375.430634	2.499629	744	2.335387
6	104.364906	365.984985	2.436739	720	3.379316
7	562.637634	366.375488	2.439339	744	18.218102
8	842.452087	373.384521	2.486006	744	27.278442
9	622.730286	378.962006	2.523141	720	20.163891
10	172.949448	386.454193	2.573024	744	5.600071
11	56.07679	386.128326	2.570854	720	1.815756
12	34.855614	274.837738	1.829878	744	1.128618

Cota final fija

La Figura 4.2.58 muestra la potencia generada durante el periodo de estudio, bajo la condición de un volumen inicial del NAMO (2252Mm³), considerando las restricciones de volumen máximo y mínimo del embalse en todas las simulaciones.

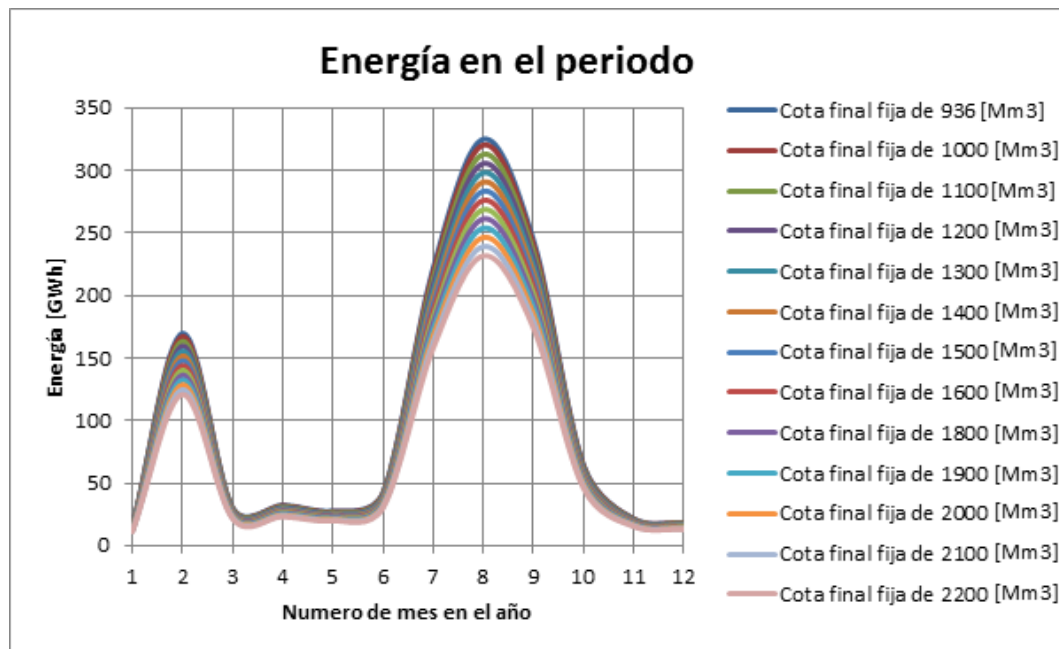


Figura 4.2.58. Simulación 5, Energía generada por periodo para cota final fija.

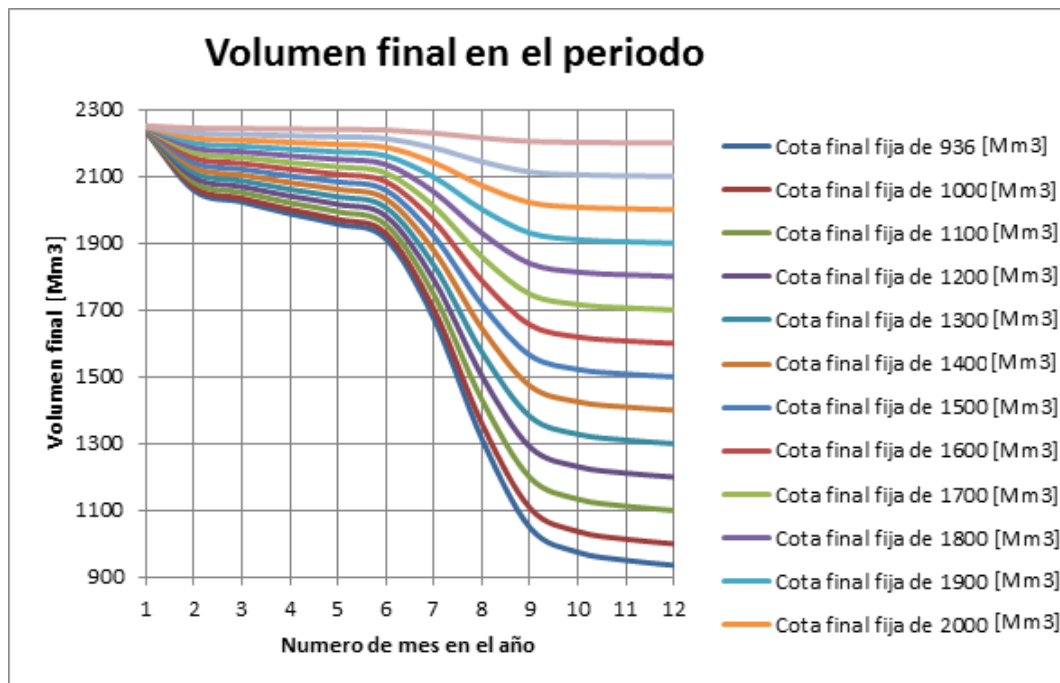


Figura 4.2.59. Simulación 5, Volumen final en el periodo para cota final fija.

En la Figura 4.2.59 se logran observar los volúmenes finales del embalse para diversos valores de cota final fija. Cada curva describe el comportamiento del embalse partiendo de un volumen inicial de 2252 Mm^3 hasta llegar al volumen predeterminado en cada simulación durante el periodo de estudio, siempre respetando las restricciones de volumen máximo y mínimo permitidos. En la Figura 4.2.58 son representados los valores obtenidos en la simulación, como anteriormente se mencionó, la potencia obtenida por periodo esta en funcion del volumen extraído del embalse, esto se aprecia mejor en la Figura 4.2.60 que denota que para generar más energía se necesita mayor volumen en unidad de tiempo. Los valores seleccionados para la aplicación de esta regla dependerán de dos criterios; Del volumen final pretendido para el embalse al final del periodo, o bien, de la potencia que se desee generar.

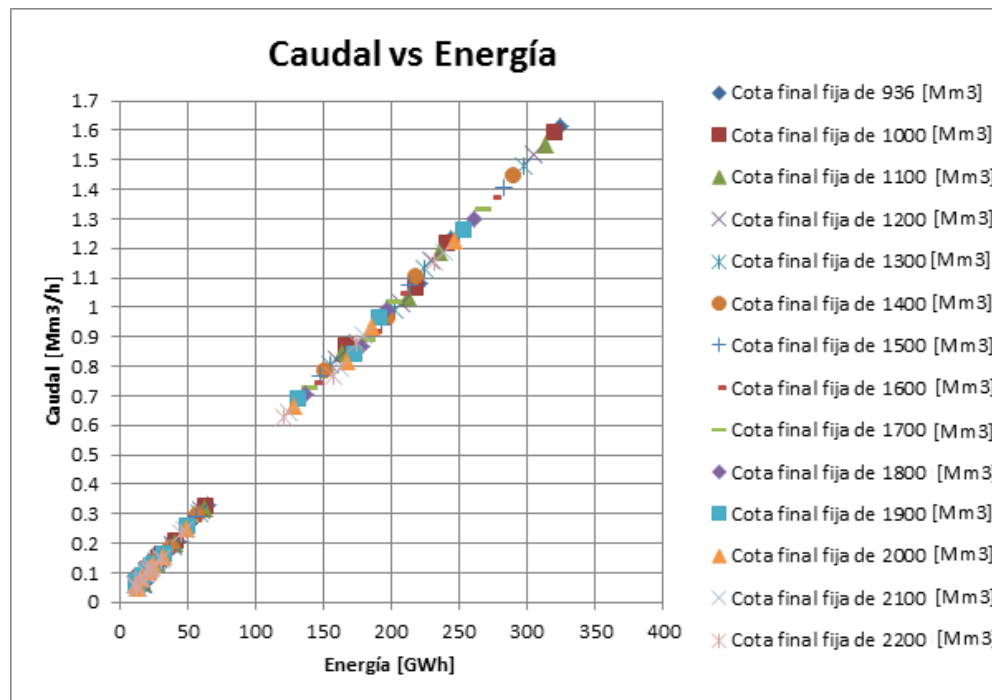


Figura 4.2.60. Simulación 5, Caudal vs Energía para cota final fija.

Máxima extracción

Resulta complicado generar energía mediante la regla de mínima extracción debido a las características naturales del embalse y lo que compete a la regla de operación de máxima extracción que involucra sostener el máximo turbinado posible y la máxima capacidad de los generadores, por tanto se aprecia en la Figura 4.2.61 que existe déficit en el embalse desde el primer mes del periodo de estudio, ya que excede los niveles mínimo y máximo permisibles del embalse.

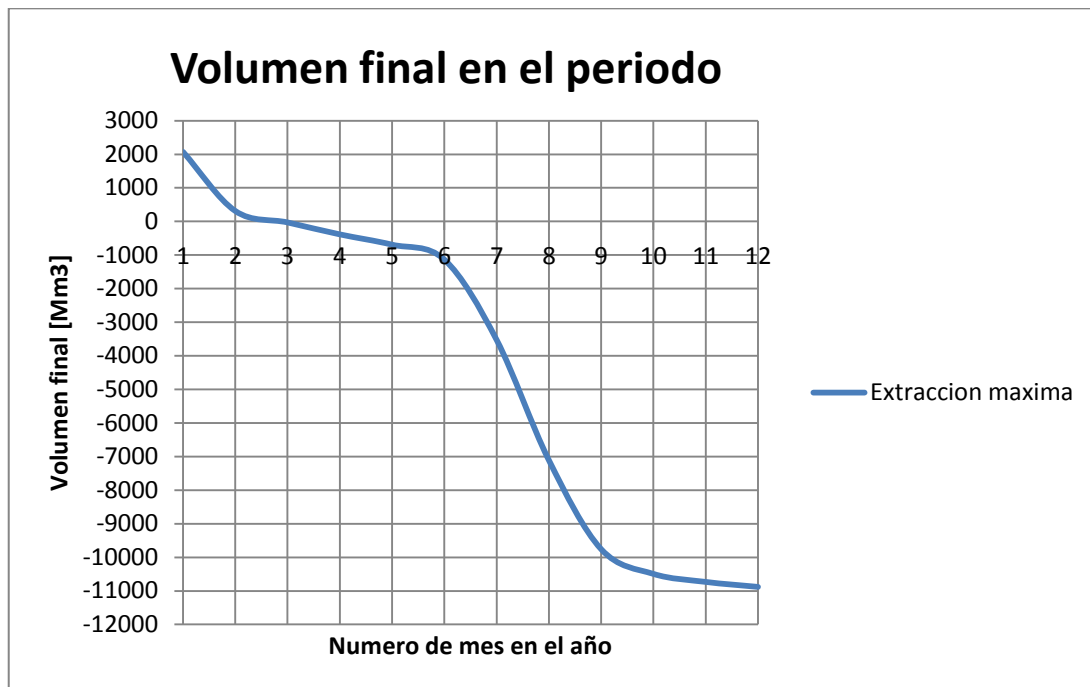


Figura 4.2.61. Simulación 5, Volumen final en el periodo para máxima extracción.

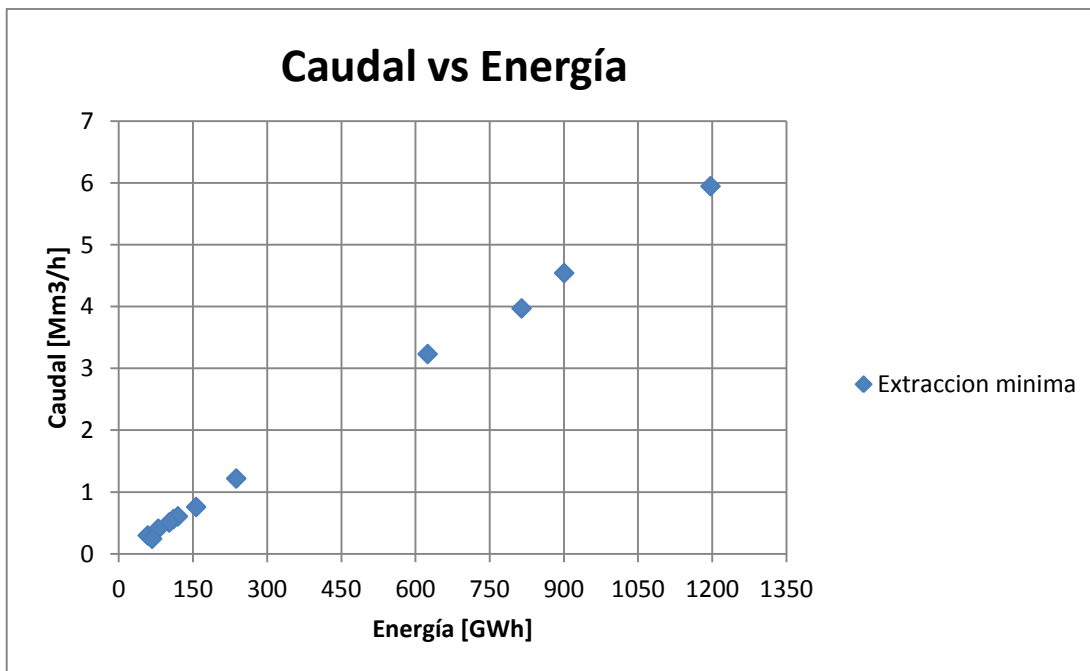


Figura 4.2.62. Simulación 5, Caudal vs Energía para máxima extracción.

La Figura 4.2.62 muestra que el pretender realizar la máxima generación de energía conlleva a demandar mayor cantidad de volumen de agua en unidad de tiempo lo cual conllevaría a sobrepasar el valor mínimo de aguas de operación y como resultado un déficit inminente.

Mínima extracción

En la Figura 4.2.63 son mostrados los valores de volumen final para cada porcentaje de generación. Para este caso, son empleadas ambas unidades de generación y es tomado en cuenta el generador al 10% que excede el nivel de aguas máximo de operación, lo cual se traduciría en desbordamiento en el embalse. Para el 20% se aprecia que se mantiene dentro de los límites de aguas máximo y mínimo de operación. Los valores restantes exceden el nivel de aguas mínimo de operación, por ende existirá déficit en el embalse.

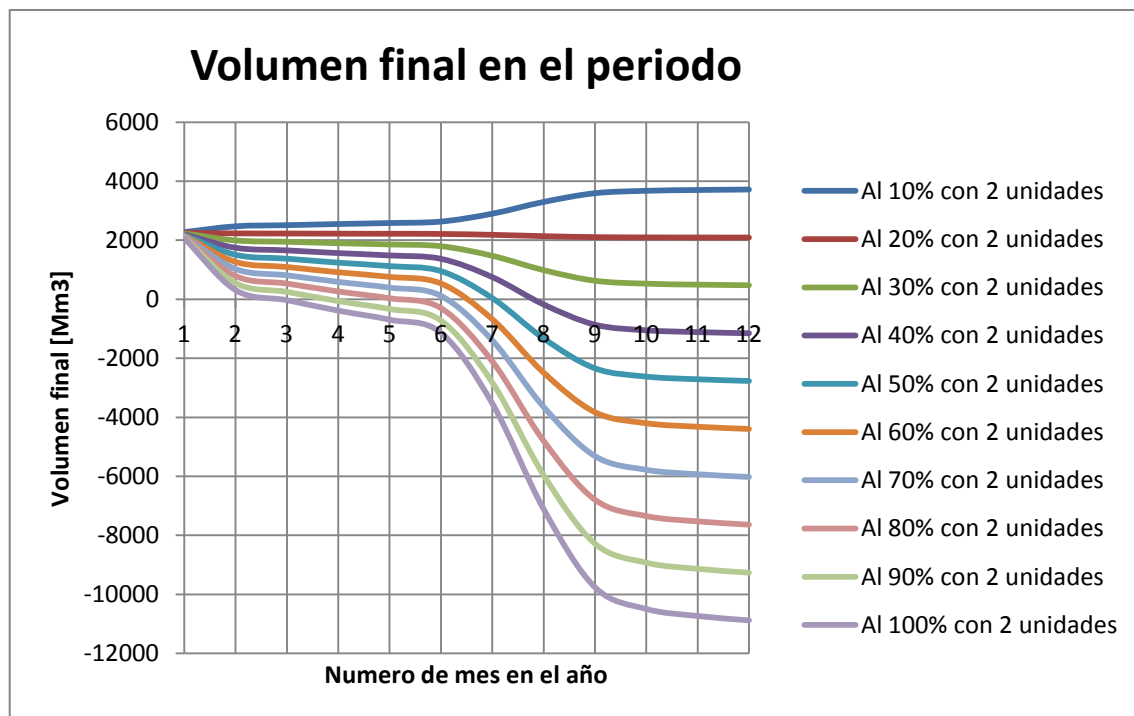


Figura 4.2.63. Simulación 5, Volumen final en el periodo para mínima extracción.

La Figura 4.2.64 muestra la energía generada durante el periodo de estudio con diferentes porcentajes de la capacidad de las unidades generadoras y el número de unidades empleadas, para este caso se utilizan las dos unidades y se operan desde un valor de 10% de su capacidad hasta el 100% con incrementos de 10%, la energía va variando en función de las aportaciones de cada mes tratando de evitar que exista un deficit o un desbordamiento en el embalse.

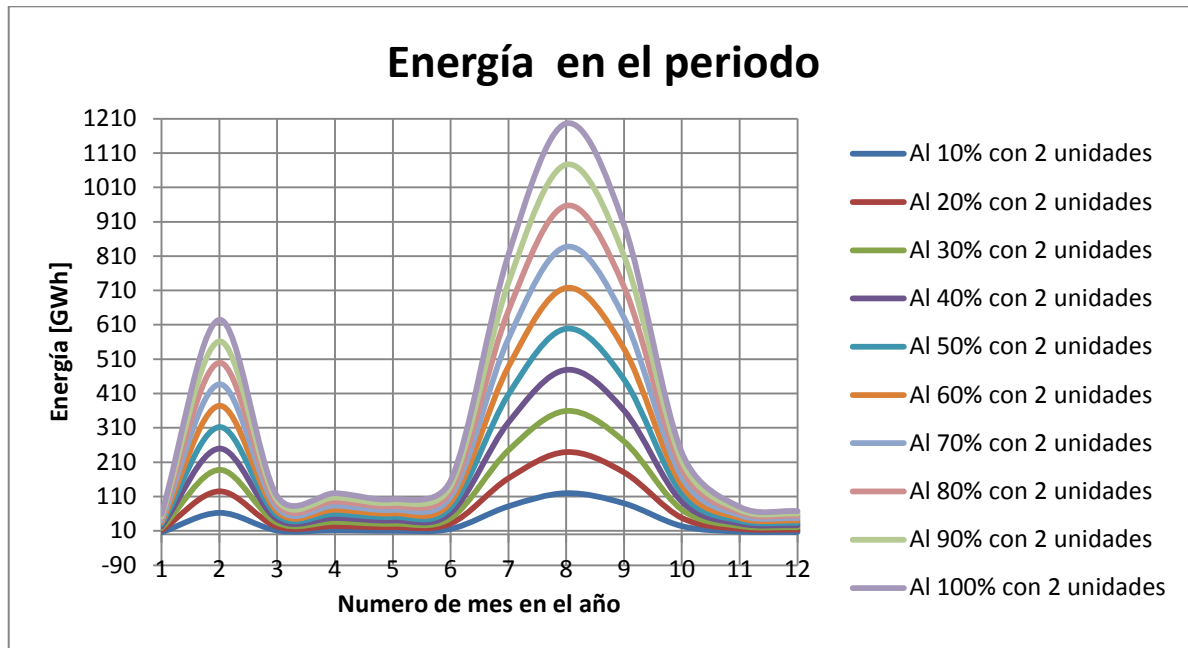


Figura 4.2.64. Simulación 5, Energía generada en el periodo para mínima extracción.

Volumen a turbinar fijo

Por naturaleza propia de la política resulta complicado obtener diversas opciones de operación para la generación de energía eléctrica. En la Figura 4.2.65 se puede observar el comportamiento del embalse bajo diversos volúmenes turbinados, resaltando solo el valor de 3000 Mm³ para turbina miento constante de que no exceden los niveles límites de operación (NAMINO Y NAMO).

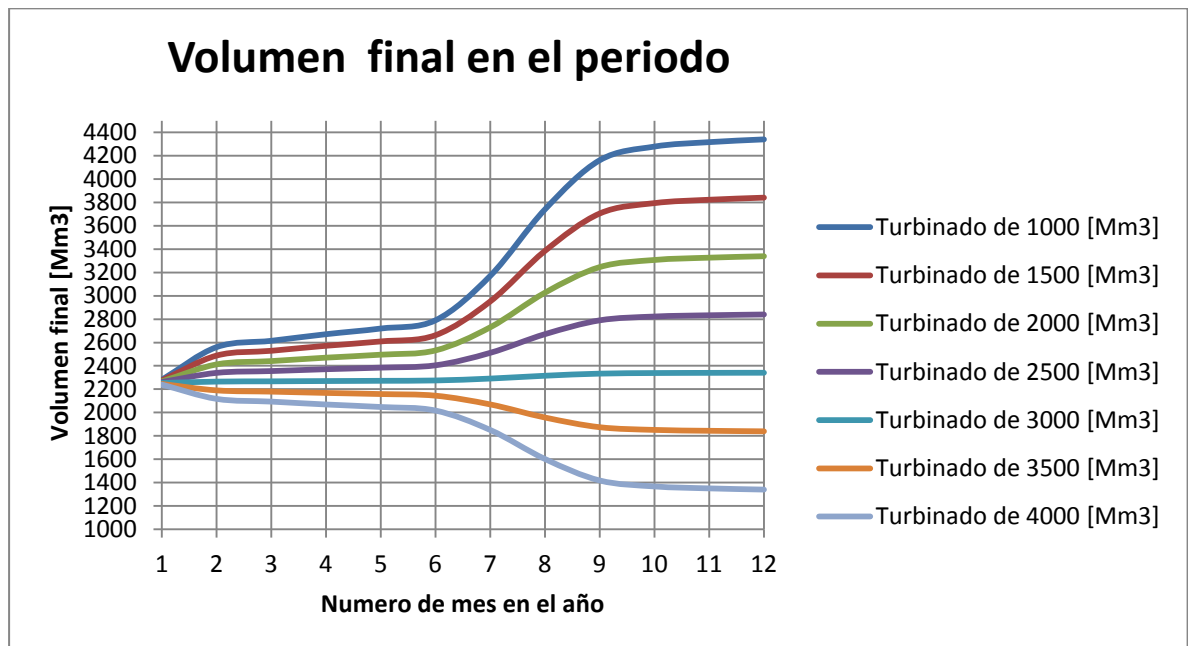


Figura 4.2.65. Simulación 5, Volumen final en el periodo para volumen a turbinar fijo.

En la Figura 4.2.66 se observa la energía generada durante el periodo de estudio para cada volumen turbinado, la cual denota un comportamiento similar al de la simulación 1 (Figura 4.2.18) ya que él depende básicamente de las aportaciones y del volumen inicial.

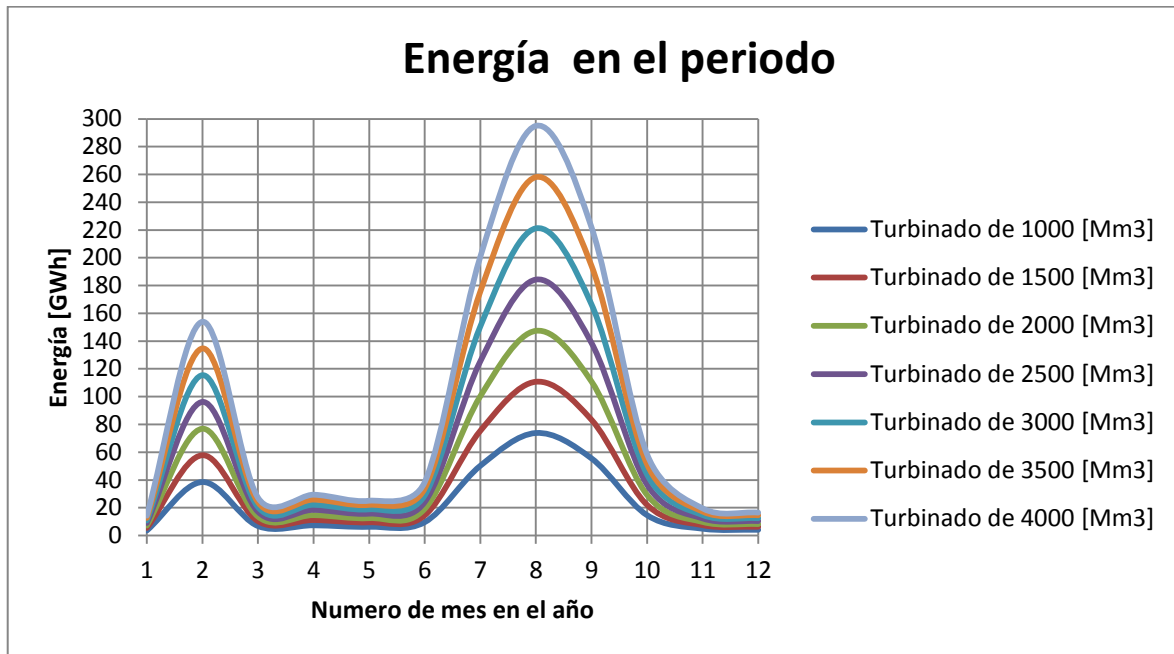


Figura 4.2.66. Simulación 5, Energía generada en el periodo para volumen a turbinar fijo.

La Figura 4.2.67 muestra la curva característica de entrada y salida de una central hidroeléctrica, se aprecia el caudal necesario para los diferentes valores de energía generada determinados por el volumen turbinado predeterminado.

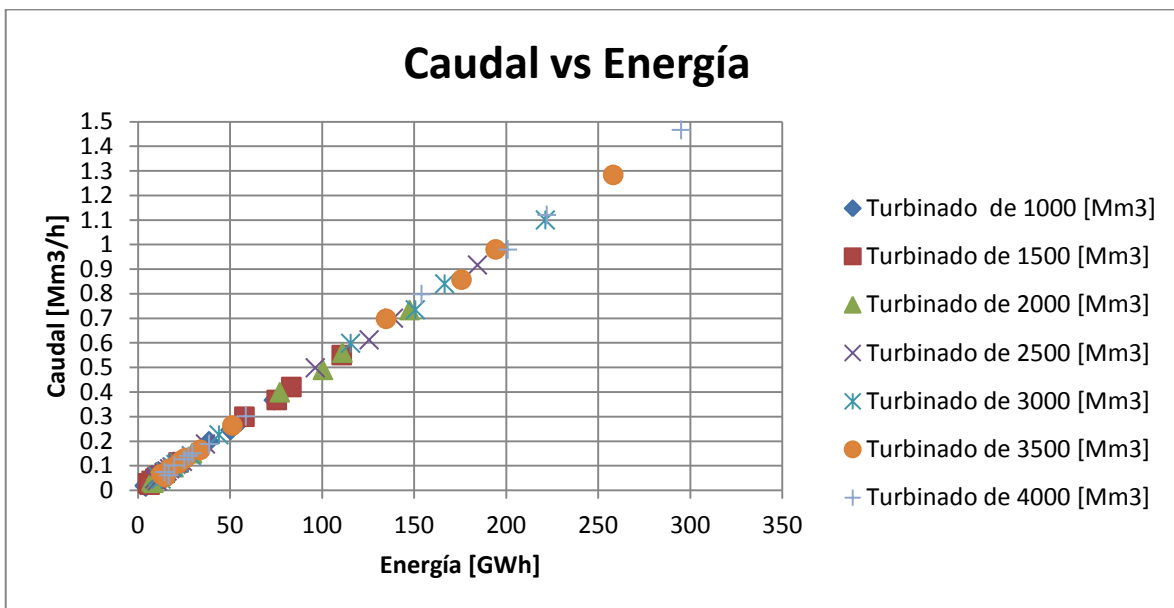


Figura 4.2.67. Simulación 5, Caudal vs Energía para volumen turbinado fijo.

Potencia final fija

La Figura 4.2.68 muestra las diversas curvas que representan los volúmenes finales consecuentes de los valores de energía simulados y con ello el comportamiento del embalse bajo estos criterios de operación. Nótese que existen valores de energía generada que a consecuencia conservan el volumen final del embalse dentro de los límites de aguas máximo y mínimo de operación. Dicho valores de potencia final fija se encuentran en rango desde 900 hasta 1000 GWh.

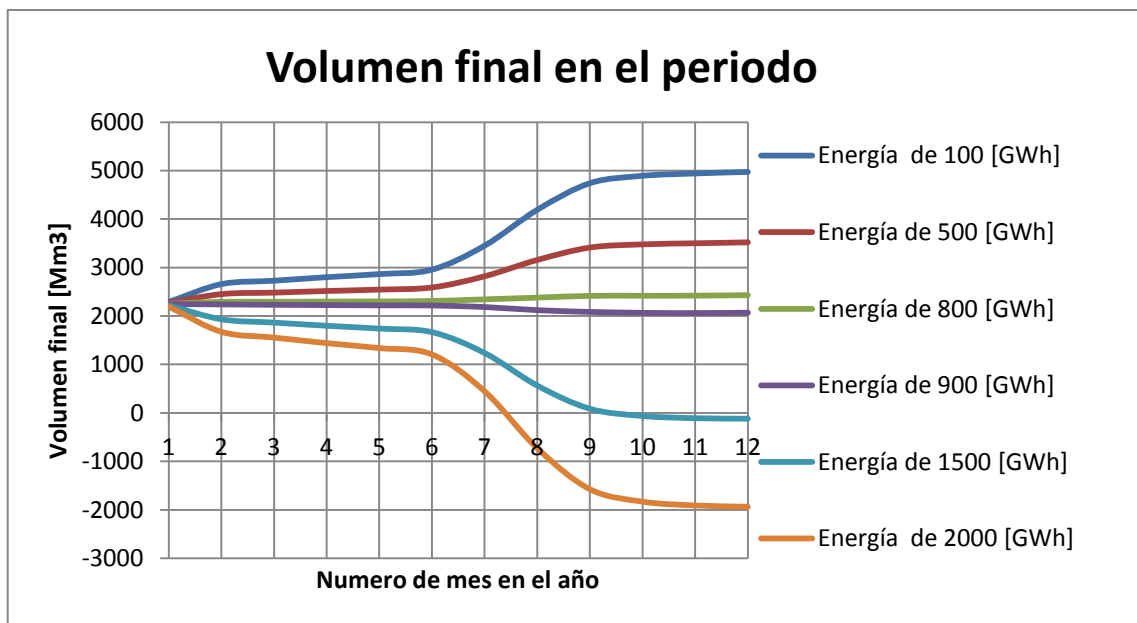


Figura 4.2.68. Simulación 5, Volumen final en el periodo para potencia final fija.

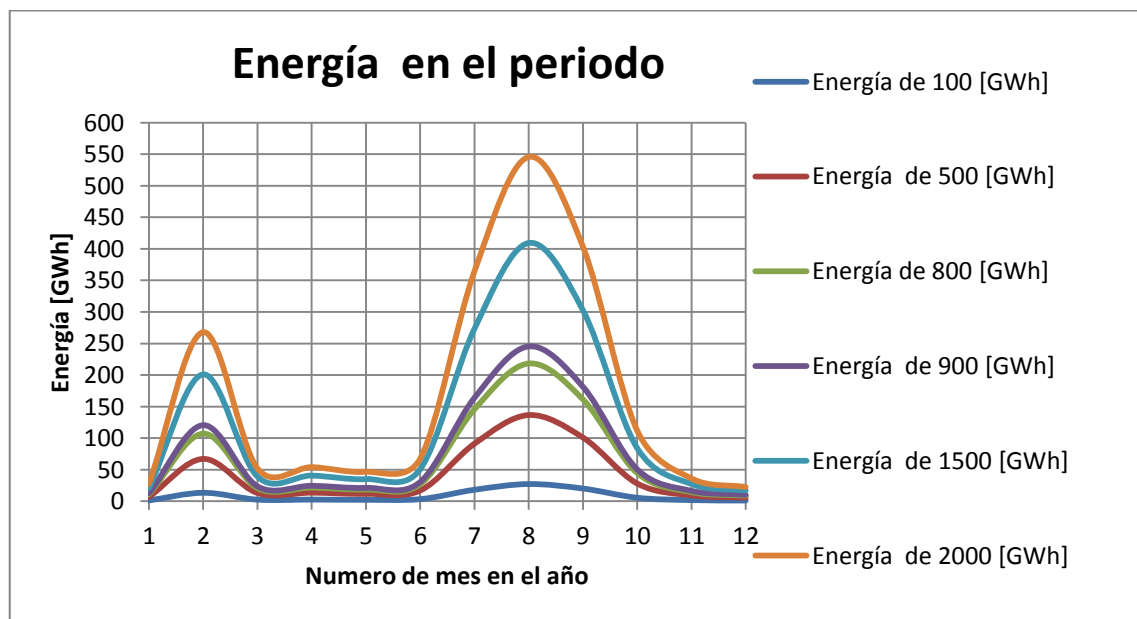


Figura 4.2.69. Simulación 5, Energía en el periodo para potencia final fija.

La Figura 4.2.69 muestra la energía generada con los valores propuestos en la simulación. En la Figura 4.2.70 se aprecia el caudal demandado para poder obtener los valores de energía propuestos en la simulación bajo la regla de operación de potencia final fija.

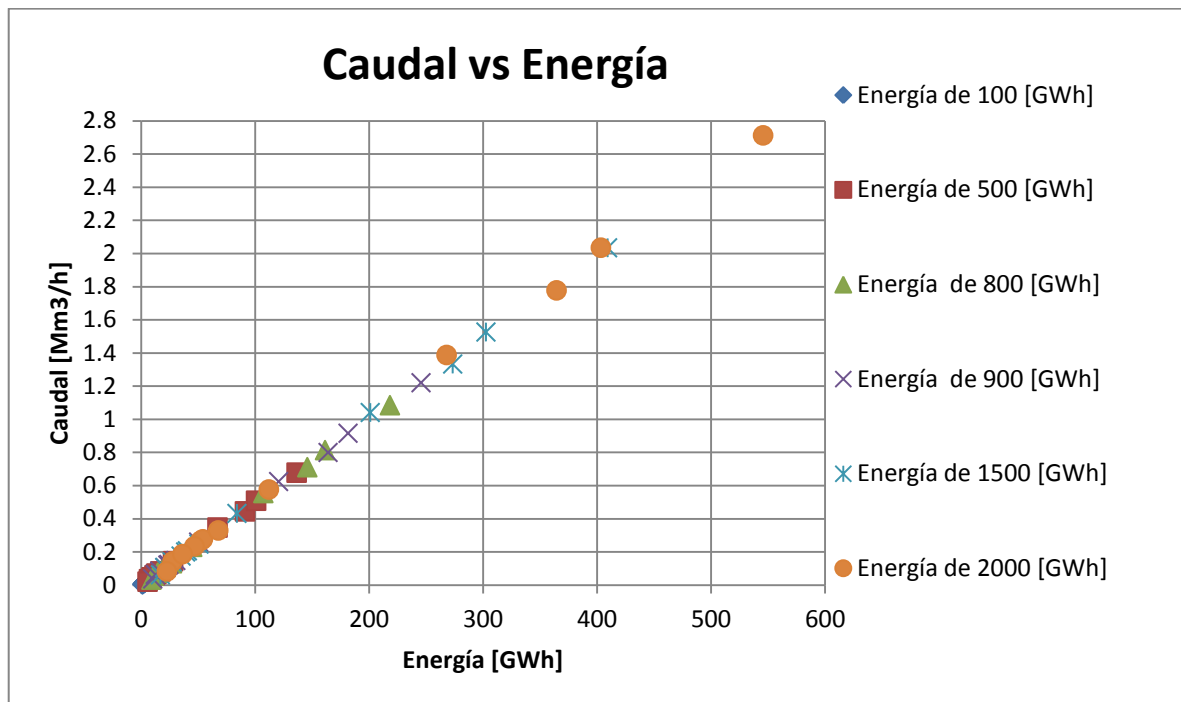


Figura 4.2.70. Simulación 5, Caudal vs Energía para potencia final fija.

Conclusiones

Las técnicas heurísticas o de simulación ayudan a responder la pregunta ¿Qué pasaría si...? planteando diferentes escenarios con diferentes datos, para ello entra en juego el criterio del operador basado en las reglas de operación, restricciones o limitaciones propias del problema y la planificación comprendida en un análisis del comportamiento del sistema, todo esto para obtener una respuesta que se aproxime a la solución óptima. El uso de estas técnicas toma importancia cuando se aplican a un caso real donde las variables tienen cierta aleatoriedad o no se tiene control sobre ellas debido a su naturaleza. Resulta difícil predecir con exactitud las condiciones hidrológicas de un lugar, aunque por otro lado se puede hacer un estudio donde se observa la tendencia de dichas condiciones, es decir, se puede llegar a suponer como serán las condiciones hidrologías con base a registros históricos del lugar.

Este trabajo toma en cuenta las condiciones hidrológicas cuyo registro es el más reciente tratando de predecir el comportamiento actual del sistema hidroeléctrico y así hacer el cálculo de la energía firme. Se eligió un periodo anual ya que este es considerado el ciclo natural hidrológico sumado a que este sirve como un enlace para un análisis corto plazo. La discretización mensual permite analizar el comportamiento del embalse a lo largo del año de una forma detallada y general.

El programa codificado en lenguaje C desarrollado para este trabajo nos da la ventaja de realizar el cálculo de la energía firme forma rápida, incluso realizar un sinfín de cálculos. En este programa se establecen de entrada los datos generales de la central hidroeléctrica “El Cajón” como el número de unidades generadoras, la potencia de cada unidad, el NAMO y el NAMINO. También se establecen los datos por mes de las aportaciones, consumo específico y tiempo. Teniendo los datos de entrada el programa puede realizar el cálculo de la energía firme bajo cualquiera de las cinco reglas de operación. Los resultados de los cálculos en las simulaciones son enviados a una hoja de cálculo en Excel en forma de tablas lo que nos da la opción de construir graficas que ayudan a visualizar mejor los resultados de los cálculos contribuyendo a un mejor análisis.

Los resultados se presentan en una tabla que incluye el periodo, el volumen turbinado, la energía, el caudal, la altura promedio y el consumo específico. También dentro de la hoja de Excel se muestran los datos generales de la central y los datos de entrada como las aportaciones, el tiempo y un porcentaje que se asigna en proporción a las aportaciones totales. Todos estos datos se muestran por mes iniciando con el número uno correspondiente a Enero y finalizando con el número doce correspondiente a Diciembre.

De esta forma se pueden construir gráficas donde el eje de las abscisas esté conformado por cada mes del año y el eje de las ordenadas por algún otro valor de los resultados, esto para observar el comportamiento del embalse en el año. Si el eje de las abscisas toma el valor de uno de los resultados y el eje de las ordenadas el de otro se puede graficar por ejemplo

caudal contra energía, lo que nos sirve para conocer la magnitud del caudal necesaria para producir cierta energía.

Las reglas de operación están basadas en los valores presentes en el proceso de generación de energía eléctrica. Entre estos valores están: el volumen de agua del embalse, el volumen de agua que pasa a través de las turbinas, las aportaciones naturales, las filtraciones, las evaporaciones, el nivel de aguas mínimo y máximo de operación y la potencia generada de ahí que el modelo sea llamado de entrada-salida, siendo el caudal la entrada mientras que la potencia generada es la salida. El caudal es el volumen de agua o fluido por unidad de tiempo mientras que la potencia eléctrica es la energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado. Dependiendo de la regla de operación se puede determinar un valor para cierto parámetro y operar el sistema en base a ese valor, obviamente tomando en cuenta las características del sistema, las restricciones y los resultados a los cuales se pretende llegar. Para la regla de operación de cota final fija se plantea el volumen de agua que se pretende tener al final de periodo de estudio en el embalse, las reglas de operación de máxima extracción, mínima extracción y potencia final fija se planea en función de la potencia que se dese extraer de la central. La regla de operación de volumen a turbinar fijo está en función de los volúmenes de agua que se desea hacer pasar por las turbinas y de este modo ser utilizados en la generación de energía eléctrica.

La toma de decisiones en la operación del sistema puede tornarse más compleja si se analizan las consecuencias futuras. La finalidad de la operación de la central hidroeléctrica es satisfacer una demanda de energía generando energía eléctrica con recursos hídricos. Si la demanda es muy grande es necesario generar más energía para lo cual es necesario un mayor volumen de agua, si se decide satisfacer esa gran demanda se podría dejar sin agua el embalse o dejarlo con un nivel bajo que en un futuro podría representar un problema, por otro lado si se decide no satisfacer dicha demanda o satisfacer un porcentaje de ella se podría tener un gran volumen de agua almacenado pero que en combinación con las condiciones hidrológicas futuras puede dar el caso de un desbordamiento del embalse haciendo de estas situaciones un dilema en la planeación de la operación del sistema. Para esto planteamos diferentes situaciones con las condiciones que se presentaron en el 2010, simulando un año seco donde las aportaciones son nulas, simulando un año más húmedo con el doble de las aportaciones, con un volumen inicial mínimo correspondiente al NAMINO y con un volumen inicial máximo correspondiente al NAMO.

Realizando un análisis con la planeación anual y con una discretización mensual del sistema bajo las cinco reglas de operación se llegó a lo siguiente:

- No es recomendable operar el sistema con las reglas de operación de máxima extracción y mínima extracción ya que la capacidad de almacenamiento del embalse respecto a la potencia instalada es baja, se podría decir el sistema prácticamente

toma el agua del cauce del río para generar energía eléctrica y por ende se da el caso de un déficit o un desbordamiento del embalse.

En las gráficas de Volumen final para máxima extracción se puede observar como el agua del embalse se agota rápidamente en los primeros meses del año pese a tener un volumen inicial máximo o el doble de aportaciones, esto por la cantidad de potencia que se genera que obliga a turbinar grandes volúmenes de agua, volúmenes con los que no cuenta el embalse. En las gráficas de Volumen final para mínima extracción se observa que para un porcentaje bajo y con una unidad en operación el embalse generalmente se desborda, contrario a ello en la regla de operación de máxima extracción existe un déficit de agua.

- La forma de garantizar que el volumen al final del periodo de estudio esté dentro de los límites mínimo y máximo del embalse es aplicando la regla de operación de cota final fija, esta tiene como ventaja calcular el volumen a turbinar total del periodo de estudio y distribuirlo en los meses del año donde existan mayores volúmenes de agua variando el caudal, el turbinamiento y por lo tanto la potencia.
- Con la regla de operación de volumen a turbinar fijo se puede establecer el turbinar las aportaciones o un porcentaje de las aportaciones pensando en aprovechar los volúmenes de agua que entren al embalse. Esta regla no adquiere más importancia ya que el análisis del sistema se realizó de forma aislada, la causa principal es porque aguas arriba se encuentra la central hidroeléctrica de la Yesca la cual todavía no entra en operación. Si la central hidroeléctrica de la Yesca estuviera en operación las aportaciones a la central del Cajón serían más grandes debido al volumen turbinado de la Yesca.
- Al seleccionar la regla de operación de potencia final fija se establece de entrada la energía firme que se desea obtener, sin embargo se da el caso en que dentro del periodo de estudio en algún mes o meses el nivel del volumen de agua del embalse rebasa los límites permitidos.

Después de analizar el embalse del sistema hidroeléctrico “El Cajón” con las cinco reglas de operación en una planeación a mediano plazo bajo diferentes escenarios se consideraron los datos obtenidos de la central hidroeléctrica del año 2010 como caso principal y con ellos datos la regla de operación de cota final fija para una cota final de 1000 Mm^3 como los más óptimos. Los datos del 2010 obtenidos de la central son utilizados para tratar predecir el comportamiento de la central para el año 2011 ya que son los más recientes y se toma el de



un año en específico por la aleatoriedad hídrica de la zona. Se establece operar bajo la regla de cota final fija debido a las características del embalse, este es relativamente pequeño y utiliza prácticamente las aportaciones para poder generar.

Con una cota final de 1000 Mm^3 se puede garantizar que el embalse al final del periodo de estudio tendrá un nivel de agua lejos del límite máximo y mínimo del embalse y a la vez una producción de energía eléctrica cercana al promedio anual de la central. La generación media anual de la central hidroeléctrica “El Cajón” es de 1228 GWh, con una cota final de 1000 Mm^3 la generación es de 1091.07935 GWh. Para seleccionar la regla de operación es necesario que el nivel de agua del embalse esté dentro de los límites (NAMO y NAMINO) y que la potencia no exceda a la potencia máxima del grupo de generadores (750 MW para “El Cajón”).

Ya una vez seleccionada la regla de operación óptima y el valor de la misma se grafica el caudal contra la potencia obteniendo la curva característica de entra y salida correspondiente a la central. La grafica muestra una curva la cual tiene una línea de tendencia que puede ser descrita con una ecuación. Para obtener la ecuación se empleó la herramienta de Excel de mínimos cuadrados la cual traza una línea de tendencia sobre la curva obtenida en la gráfica mostrando una ecuación lineal en función del eje de las abscisas. En el caso de estudio la ecuación obtenida fue $y = 199.98x + 0.0406$ donde; “y” es la energía en GWh y “x” es el caudal en Mm^3/h cambiando al eje de las abscisas el caudal y al eje de las ordenadas la potencia.

La ecuación no es exacta pero tiene varias ventajas como la de poder hacer un cálculo rápido de la energía firme sin necesidad de realizar todo el cálculo que realiza el programa y poner la ecuación en función del volumen a turbinar con tan solo un despeje.



Glosario

Aguas arriba.- Se dice que un punto está aguas arriba, si se sitúa antes de la sección considerada. También se puede decir río arriba.

Aguas abajo.- Se dice que un punto está aguas abajo, si se sitúa después de la sección considerada, avanzando en el sentido de la corriente. Otra expresión también usada es río abajo.

Alabes.- Cada una de las paletas curvas de una rueda o turbina hidráulica.

Aportaciones Naturales.- Los caudales de los ríos son causados por los escurrimientos producidos por las precipitaciones y en cuencas sin desarrollo de obras artificiales, las variaciones de niveles y descargas resultan de los cambios en la duración, frecuencias, intensidad y distribución espacial de las precipitaciones o de las características de la cuenca.

Bielas.- Se denomina biela a un elemento mecánico que sometido a esfuerzos de tracción o compresión, transmite el movimiento articulando a otras partes de la máquina. En un motor de combustión interna conectan el pistón al cigüeñal.

Caudal.- En dinámica de fluidos, caudal es la cantidad de fluido que avanza en una unidad de tiempo. Se denomina también "Caudal volumétrico" o "Índice de flujo fluido".

Condensación.- La condensación es el proceso por el cual el agua cambia de fase, de vapor o gas a estado líquido. La condensación es responsable de la formación de las nubes.

Costo marginal.- variación en el costo total, ante el aumento de una unidad en la cantidad producida, es decir, es el costo de producir una unidad adicional.

Dinámica.- La dinámica es la parte de la física que describe la evolución en el tiempo de un sistema físico en relación con las causas que provocan los cambios de estado físico y/o estado de movimiento.

Embalse.- Se denomina embalse a la acumulación de agua producida por una obstrucción en el lecho de un río o arroyo que cierra parcial o totalmente su cauce. La obstrucción del cauce puede ocurrir por causas naturales como, por ejemplo, el derrumbe de una ladera en un tramo estrecho del río o arroyo, la acumulación de placas de hielo o las construcciones hechas por los castores, y por obras construidas por el hombre para tal fin, como son las presas.

Energía.- Se define como la capacidad para realizar un trabajo.



Energía cinética.- Es energía que surge en el fenómeno del movimiento. Está definida como el trabajo necesario para acelerar un cuerpo de una masa dada desde el reposo hasta la velocidad que posee.

Energía efectiva.- Es la energía real usada durante el proceso al contemplar la eficiencia total.

Energía eléctrica.- Forma de energía resultante de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos. También puede ser definida como la cantidad de potencia por unidad de tiempo.

Energía firme.- Es la cantidad de energía que se puede garantizar que se va a generar con una probabilidad determinada.

Energía hidráulica de concesión.- Es la energía teórica que se puede obtener durante un año.

Energía mecánica.- Es la energía generada por el equilibrio y el movimiento de los cuerpos sometidos a la acción de fuerzas. También se debe a la posición y al movimiento de un cuerpo, por lo tanto, es la suma de las energías potencial, cinética y la elástica de un cuerpo en movimiento. Expresa la capacidad que poseen los cuerpos con masa de efectuar un trabajo.

Energía potencial.- Es energía que mide la capacidad que tiene dicho sistema para realizar un trabajo en función exclusivamente de su posición o configuración. Puede pensarse como la energía almacenada en el sistema, o como una medida del trabajo que un sistema puede entregar.

Evaporaciones.- Ya que las pérdidas por evaporación depende del área espejo del agua y consecuentemente su equivalente energético es función de la energía almacenada.

Filtraciones.- Son volúmenes de agua que son filtrados por las paredes del embalse, pueden ser representados por un volumen de pérdidas incluido junto con las evaporaciones.

Lecho.- Cauce de un río, o depresión del terreno por donde corre un curso de agua.

Máxima extracción.- Regla de operación es la solicitud de extraer, a través de las turbinas de las unidades asociadas a las plantas que toman agua del embalse, la mayor cantidad de agua que sea posible durante el horizonte de planeación.



Mínima extracción.- Regla de operación es la solicitud de extraer, a través de las turbinas de las unidades asociadas a las plantas que toman agua del embalse, la menor cantidad de agua que sea posible durante el horizonte de planeación.

NAMINO.- Es el nivel mínimo permitido en el embalse para su operación.

NAMO.- Es el nivel máximo permitido en el embalse para su operación.

Piano perpendicular.- El eje de rotación de en una turbina es conocido como piano perpendicular.

Planificación a corto plazo.- La planificación de corto plazo, determina la programación horaria, económica y confiable de la operación de cada unidad generadora del sistema, esta puede ser diaria o semanal.

Planificación a largo plazo.- La planificación de largo plazo comprende el análisis del comportamiento de la operación del sistema bajo diferentes condiciones hidrológicas por lo general es en un periodo de 1 a 5 años.

Planificación a mediano plazo.- La planificación de la operación de mediano plazo tiene como objetivo principal realizar la programación mensual y/o semanal de la generación.

Pluviosidad.- Es la cantidad de precipitación sobre un punto de la superficie terrestre.

Precipitación.- Es cualquier forma de hidrometeoro que cae del cielo y llega a la superficie terrestre. Este fenómeno incluye lluvia, llovizna, nieve, aguanieve, granizo, pero no neblina ni rocío que son formas de condensación y no de precipitación.

Potencia de concesión.- Es la potencia que teóricamente se podrá obtener durante todo el año de forma continua. También se la designa como potencia legal, media o nominal.

Potencia final fija.- Regla de operación que establece la potencia que debe producirse durante el horizonte de planeación con las unidades asociadas a las plantas que toman agua del embalse.

Potencia instalada.- Es la suma de las potencias de placa de las maquinas instaladas en la central.

Potencia máxima.- Es la potencia que puede obtenerse de los generadores en servicio continuo en las condiciones más favorables de salto y caudal.



Programación dinámica (PD).- técnica de optimización que determina la solución óptima de un problema de n variables descomponiéndola en n etapas, con cada etapa incluyendo un subproblema de una sola variable.

Programación dinámica determinística (PDD).- técnica de optimización que determina la solución óptima de un problema de n variables descomponiéndola en n etapas y en donde el estado en la siguiente etapa está completamente determinado por el estado y política de decisión de la etapa actual.

Programación dinámica estocástica (PDE).- técnica que trata problemas de programación matemática en los que algunos de los parámetros son variables aleatorias, bien estudiando las propiedades estadísticas del valor óptimo aleatorio o de otras variables aleatorias presentes en el problema o bien reformulando el problema en otro de decisión en el que se tiene en cuenta la distribución de probabilidad conjunta de los parámetros aleatorios.

Programación lineal (PL).- es una de las principales ramas de la Investigación Operativa. En esta categoría se consideran todos aquellos modelos de optimización donde las funciones que lo componen, es decir, función objetivo y restricciones, son funciones lineales en las variables de decisión.

Rodete.- El rodete es un tipo de rotor situado dentro de una tubería o un conducto y encargado de impulsar un fluido. Generalmente se utiliza este término para referirse al elemento móvil de una bomba centrífuga, pero en ocasiones también se utiliza para referirse al elemento móvil de turbinas y ventiladores.

Talud.- En general, un talud es una zona plana inclinada. Específicamente puede referirse: En Arquitectura e Ingeniería civil, a la pendiente de un muro, la que es más gruesa en el fondo que en la parte superior de éste, de modo que así resista la presión de la tierra tras él.

Tobera.- Es un dispositivo que convierte la energía potencial de un fluido (en forma térmica y de presión) en energía cinética. Como tal, es utilizado en turbo máquinas y otras máquinas, como inyectores (dispositivo utilizado para bombear fluidos).

Toma de agua.- Cauce, acequia o lugar donde se desvía una salida de agua.

Topografía.- Es la ciencia que estudia el conjunto de principios y procedimientos que tienen por objeto la representación gráfica de la superficie de la Tierra, con sus formas y detalles, tanto naturales como artificiales (ver planimetría y altimetría).

Turbina hidráulica.- En las centrales eléctricas el elemento encargado de convertir la energía cinética o potencial del agua al paso del fluido por el paso de los alabes en energía mecánica se le denomina turbina hidráulica.



Vertedero/Aliviadero.- Permite la liberación de agua directamente sin pasar por la casa de máquinas

Vertimiento.- Derrame de agua, descarga de cualquier cantidad de fluido desde e embalse.

Volumen a turbinar fijo.- Regla de operación establece el volumen total que deberá ser turbinado durante el horizonte de planeación por las plantas que toman agua del embalse.

Volumen Almacenado.- Es la cantidad de agua que se tiene en el embalse.

Volumen Turbinado.- Es la cantidad de agua que pasa por las turbinas de las plantas que toman agua del embalse produciendo energía eléctrica.

Volumen Útil.- Es la cantidad de agua que puede ser turbinada, comprendida entre el nivel de vaso y el nivel mínimo de operación.



Bibliografía

- [1] CFE, Subdirección de Programación y Coordinación de Planificación. (s.f.). *CFE*. Recuperado el 30 de Agosto de 2011, de <http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/publicaciones/Paginas/Planeaciondelsistemaelectriconacional.aspx>
- [2] Electricidad, C. C. (2007). *Proyecto Hidroeléctrico El Cajón*. Recuperado el 5 de Junio de 2011, de CFE:: Información:: El cajón: <http://sisinfo.itc.mx/cfe/teoria/informacion.htm>
- [3] Fernández, A. L. (1993). *Centrales Hidroeléctricas I* (Primera ed., Vol. I). (A. Gutiérrez, Ed.) Barcelona, C. Jordi Girona salgado 31, 08034, España: Ediciones de la Universidad Politécnica de Catalunya, SL.
- [4] Habibollahzadeh, H. (July De 1983). Optimal Short-Term Operation Planning Of Hydroelectric Power Systems. *Optimal Short-Term Operation Planning Of Hydroelectric Power Systems*. Stockholm: Energy Systems Laboratory The Royal Institute Of Technology Stockholm.
- [5] Hernán Corredor A., P. (1992). Operación Económica de Sistemas de Potencia. *Serie NABLA - Delta No. 23*. (F. d. Electronica, Ed.) Universidad Pontificia Bolivariana.
- [6] Obed, Z. M. (Febrero de 2006). Planeación de la operación a mediano plazo de un sistema hidrotérmico mediante programación lineal. *Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica*. D.F., México.
- [7] Sánchez, J. M. Centrales Hidroeléctricas. Universidad de Castilla- La Mancha.
- [8] Unidad de Control de Gestión, C. (5 de Abril de 2011). *Comisión Federal de Electricidad*. Recuperado el 5 de Junio de 2011, de Listado de centrales generadoras: <http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/estadisticas/listadocentralesgeneradoras/Paginas/listadohidroelectricas.aspx>
- [9] Wollenberg, A. J. (1996). *Power Generation, Operation, and Control* (Segunda ed.). (Wiley-Interscience, Ed.) New York: John Wiley & Sons, Inc.
- [10] Enríquez Harper, G. (1982). *Elementos de las centrales eléctricas*. (LIMUSA S.A, Ed.).
- [11] Ramírez Vásquez, J. (1975). *Centrales eléctricas*. (ICAI, Ed.).



- [12] Mataix, C. (1975). *Turbinas hidráulicas*. (ICAI, Ed.).
- [13] Zopetti Júdez, G. (1982). *Centrales Hidroeléctricas*. (G. Gili, Ed.).
- [14] Navarro Pérez, R. (1989). *Metodología para la evaluación de estrategias Operativas a Corto Plazo en Sistemas Eléctricos de Potencia*. Tesis de Maestría, IPN-ESIME. México, D.F.
- [15] Reséndiz Medina, A. (1996). *Desarrollo de un Modelo de Simulación de la Operación de las principales Centrales Hidroeléctricas de la CFE*. Tesis de Maestría, IPN-ESIME-SEPI. México.
- [16] Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos, CFE. (Junio 2006). *Proyecto Hidroeléctrico P.H. El Cajón*.



APÉNDICE A

COMPONENTES DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS



A.1 Obra de contención (presa)

Son obras civiles construidas para derivar toda o una parte de la capacidad de un río. En las instalaciones hidroeléctricas de agua fluyente las obras de contención tiene la función de crear en un punto establecido del río una elevación de la superficie libre del agua sobre aquella correspondiente al nivel normal de tal forma que permita la derivación del agua en la obra de toma y en el canal de derivación [3, 10, 11, 13].

La obra de contención tiene como función permitir el libre flujo del agua excedente a lo largo de un río y al mismo tiempo no debe obstaculizar el almacenamiento del agua hasta su nivel máximo. Las obras de contención fijas tienen una cortina de concreto o bien un muro de una altura que no sea superada por el agua en los periodos de gran precipitación pluvial denominado dique.

Los diques de las presas se emplean para crear el almacenamiento de agua de capacidad considerable por lo que se trata normalmente de obras civiles de gran tamaño que ayudan a la solución de problemas técnicos y económicos de los sistemas eléctricos, pero que tienen una relación con otros usos de agua como la agricultura.

La construcción de una presa está ligada con una central hidroeléctrica y cumple básicamente con tres finalidades:

- Concentrar el desnivel de un río para producir una caída de agua.
- Crear un gran almacenamiento de agua capaz de regular el nivel o el flujo del agua.
- Elevar el nivel del agua para facilitar su entrada en un canal, en un túnel o en una tubería que se usan para alimentar turbinas.

A.2 Canal de derivación

El canal de derivación sirve para conducir el agua desde la presa al recipiente de carga o la las turbinas de la central. Se construyen en forma de tuberías o a la intemperie. Cuando el salto es superior a 15 metros se recomienda que entre el agua a la sala de turbinas por medio de tuberías forzadas lo que requiere, de la construcción de una cámara de presión [3, 10, 11, 13].

En general, los elementos de conducción de agua que relacionan la toma de agua con las turbinas son:

- Canales o túneles con superficie de agua libre.
- Tuberías.



La selección del tipo de conducto de agua depende principalmente del tipo de turbina que se usa en la central y de las condiciones topográficas. Los canales o túneles con superficie de agua libre o también los túneles de baja presión y en algunas ocasiones las turbinas se aplican a las máquinas de desvío o derivación que conducen el agua en forma casi horizontal, en cambio donde existe cierto valor de desnivel (no inferior a 15 metros) se acostumbra a usar tubería forzada.

Los canales o túneles son equivalentes desde el punto de vista hidráulico y por esta razón se pueden tratar simultáneamente, la diferencia entre los dos tipos depende apenas de la inclinación del talud, del perfil transversal y del revestimiento que eventualmente tienen las paredes. Los tipos de canales con superficie libre son:

- a) de sección rectangular.
- b) de sección trapezoidal.

En las instalaciones hidroeléctricas en donde se usan las tuberías de presión se pueden alcanzar velocidades del agua del orden de 3m/s hasta 6m/s.

La función de las tuberías de presión es conducir el agua de la cámara de presión a las turbinas cuando por la altura de la caída se requiere este arreglo para transformar la energía potencial de posición en energía potencial de presión.

Se presentan dos casos importantes de analizar:

- Cuando la unión de la cámara de presión o del embalse donde parte la tubería forzada se puede hacer con una tubería de gran pendiente y longitud relativamente pequeña, la tubería de presión se puede dirigir directamente a la turbina. Los canales de conducción deben tener una pendiente pequeña para mantener en el agua una cierta velocidad de circulación. Con el objeto de que no disminuya el salto útil. La velocidad dependerá de la naturaleza de las paredes del canal.
- Cuando la cámara de presión o embalse se encuentra muy alejada de las turbinas se puede presentar el caso llamado golpe de ariete el cual provoca una sobre presión en la tubería. En este caso se acostumbra usar dos tramos de tubería de presión, un primer tramo con poca pendiente hasta el pozo de oscilación y a partir de este, por razones de seguridad, sale hacia las turbinas un segundo tramo de pendiente mucho más pronunciada que une al pozo de oscilación con las turbinas como se muestra en la (Figura. A.2.1. Tubería de presión para grandes caídas).

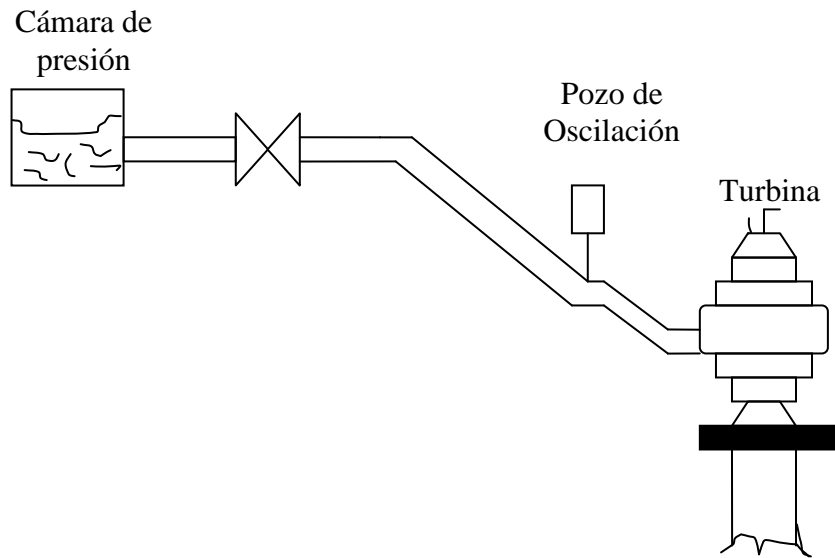


Figura. A.2.1. Tubería de presión para grandes caídas

Desde el punto de vista de la construcción, las tuberías de presión (conducto forzado) se dividen en dos grupos: metálicos y de concreto. Las tuberías metálicas por lo general se instalan en intemperie en cambio de las de concreto, frecuentemente forman parte de la misma obra civil hidráulica.

A.3 Pozo de oscilación

En las instalaciones hidráulicas donde se usan tuberías de presión para alimentación de turbinas, existen variaciones de presión cuando se hacen operaciones de cierre de válvulas. A esta variación de presión en las tuberías se le conoce como golpe de ariete. La variación de presión puede ser por encima o debajo de la presión nominal. Esta variación se produce por fluctuaciones bruscas en el caudal y ocurre cuando la carga de trabajo que alimenta la turbina disminuye bruscamente y el regulador automático de la turbina cierra súbitamente la admisión del agua, los efectos de esto provocan un golpe de ariete positivo, es decir una sobrepresión brusca. Por el contrario cuando aumenta la carga de la turbina, se demanda más agua y el regulador se abre la admisión provocando una depresión brusca en la tubería. En tuberías de presión de gran longitud los efectos del golpe de ariete son importantes debido a que el agua tarda más tiempo para acelerarse o desacelerarse y acoplar la velocidad de la tubería al nuevo régimen de velocidad.

En toda instalación que esté constituida por una galena de presión y que termine en una tubería forzada que conduce el agua a las turbinas, se construye al final de la galena un pozo piezométrico, pozo de oscilación, que tiene por objeto recibir la onda de sobrepresión que circula de abajo a arriba en la tubería forzada cuando se produce un cierre del distribuidor

de la turbina, que da origen a un golpe de ariete. De no existir este pozo de oscilación la onda de sobrepresión se transmitiría a la galería, lo cual hay que evitar y, por ello, cuando esta onda encuentra al pozo, penetra en ella el agua hasta alcanzar una altura z , conforme se indica en la Figura. A.3.1. Chimenea de equilibrio vertical. Oscilación del nivel agua en las mismas. Como las ondas de presión se repiten cambiando de signo con valor decreciente, a causa del amortiguamiento producido por las resistencias pasivas creadas por la circulación del agua, esta se eleva y descende el pozo sobre el nivel estático. Se repite la oscilación y así sucesivamente hasta llegar finalmente al nivel correspondiente en el pozo piezométrico, según el caudal circulante por las conducciones forzadas.

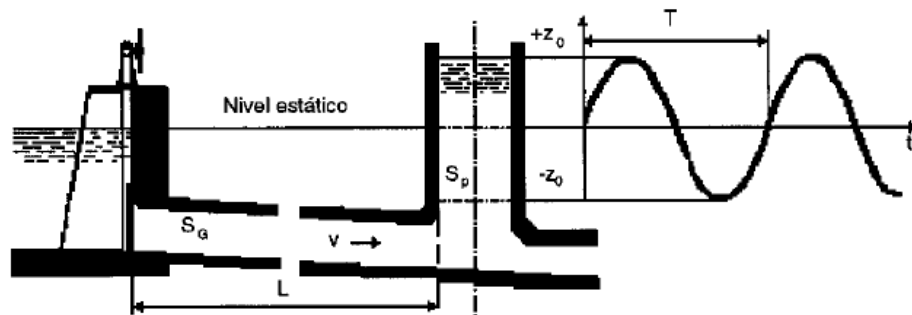


Figura. A.3.1. Chimenea de equilibrio vertical. Oscilación del nivel agua en las mismas.

La oscilación del agua es de forma senoidal, (Figura. A.3.1. Chimenea de equilibrio vertical. Oscilación del nivel agua en las mismas.1), y el periodo T depende de la longitud de la galena de presión y de las secciones del pozo piezométrico y de la galena, y tiene por valor:

$$T = 2\pi \sqrt{\frac{L \cdot S_P}{g \cdot S_G \cdot \sin \alpha}} \quad (\text{A.3.1})$$

Siendo:

L = Longitud de la galena de presión (m).

S_P = Área de la sección del pozo piezométrico (m^2).

S_G = Área de la sección de la galería (m^2).

α = Angulo de inclinación de la chimenea de equilibrio (Pozos verticales $\alpha = 90^\circ$).

Suponiendo que no se producen pérdidas de carga a causa de la circulación del agua, existirá igualdad entre la energía cinética de aquella y la energía potencial de la misma por lo cual podrá establecerse que:

$$L.S_G \frac{\Delta v^2}{2g} = z \cdot \frac{S_P}{\text{sen } \alpha} \cdot \frac{z}{2} \quad (\text{A.3.2})$$

Siendo:

Δv = Variación de la velocidad del agua en la galería de presión (m/s).

z = Variación vertical de la altura del agua en el pozo de equilibrio (m).

Si se trata de un pozo de equilibrio vertical pero terminado en una cámara de expansión también cilíndrico; la igualdad anterior se convierte en:

$$L.S_G \frac{\Delta v^2}{2g} = z_2.S_P \frac{z_2}{2} + z_1.S_E \cdot (z_2 + \frac{z_1}{2}) \quad (\text{A.3.3})$$

Siendo:

z_1 = Altura del agua en la cámara de expansión a partir de su base (m).

z_2 = Altura del agua en el pozo piezométrico a partir del nivel estático (m).

S_P = Área de la sección del pozo piezométrico (m²).

S_G = Área de la sección de la galería (m²).

S_E = Área de la sección de la cámara de expansión (m²).

Para variaciones bruscas de la carga, la altura que adquiere el nivel del agua en los pozos piezométricos tiene por valor:

$$z = \pm \sqrt{\frac{L.S_G}{g.S_P} \text{sen } \alpha} \quad (\text{A.3.4})$$

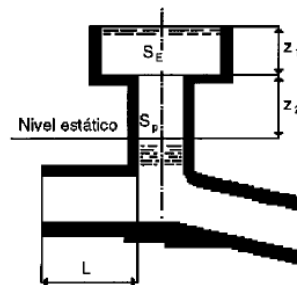


Figura. A.3.2 Pozo de equilibrio con cámara de expansión.

que alcanza su valor máximo cuando se produce la descarga total de la turbina y se cierra bruscamente el distribuidor. Entonces tiene lugar que $\Delta v = v$, siendo v el valor máximo de la velocidad del agua con la carga máxima, y se verificara que:

$$z_{max} = \pm \sqrt{\frac{L \cdot S_G}{g \cdot S_P} \text{sen } \alpha} \quad (\text{A.3.5})$$

expresión que permite determinar aproximadamente las dimensiones que debe tener el pozo piezométrico a fin de que las variaciones de altura de agua, positivas o negativas, con respecto al nivel estático, se mantengan dentro de un valor prudencial y especialmente en estas últimas, no descienda, dicho nivel en tal forma que quede al descubierto el vértice de la galería de presión, en cuyo caso penetraría aire y daría origen a los graves inconvenientes producidos por la formación de bolsas de aire en la misma.

Las expresiones anteriores se pueden aplicar a los casos de cierres bruscos que se producen en un tiempo $T_c < T_r$. Para variaciones de caudal que tienen lugar en un tiempo mayor que T_r , las amplitudes de las oscilaciones serán tanto menores cuanto mayor sea el valor de T_c .

La amplitud de las oscilaciones anteriormente halladas vienen sensiblemente modificadas si se tienen en cuenta las pérdidas de carga en la galena de presión (pérdidas de carga en la embocadura abocinada de la galena, en la rejilla, en los dispositivos de cierre y las producidas por rozamiento del agua en las paredes de la galena).

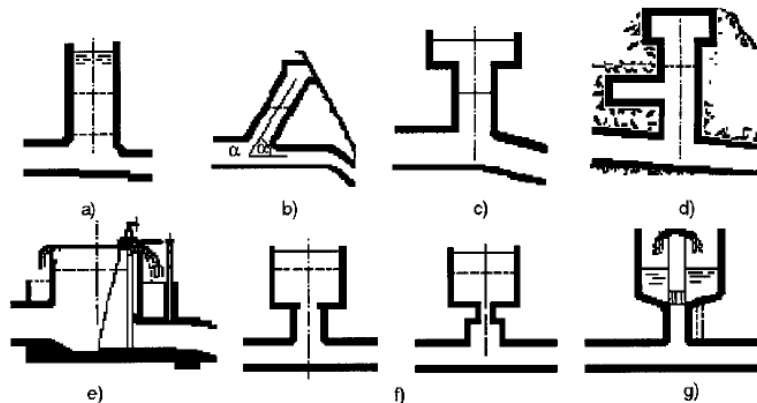


Figura. A.3.3 Diversas disposiciones de las chimeneas de equilibrio. a) vertical; b) inclinada; c) con cámara de expansión; d) con doble cámara de expansión; e) con vertedero; f) con estrangulación; g) diferencial.

En la (Figura. A.3.3 Diversas disposiciones de las chimeneas de equilibrio. a) vertical; b) inclinada; c) con cámara de expansión; d) con doble cámara de expansión; e) con vertedero; f) con estrangulación; g) diferencial.) se muestran diversas disposiciones que se pueden adoptar para las chimeneas de equilibrio, que pueden ser verticales, inclinadas, con cámara de expansión, con doble cámara de expansión, con vertedero, con estrangulación y

diferenciales. Cuando la tubería de descarga tiene una longitud apreciable, se dispone asimismo una chimenea de equilibrio aguas abajo de la turbina.

A.3.1 Golpe de ariete

Se denomina golpe de ariete a los fenómenos de elevación o disminución de la presión provocadas por el cierre o apertura rápidos de las válvulas en las instalaciones hidráulicas. La teoría del golpe de ariete fue ampliamente desarrollada por L. Allievi.

Esta sobrepresión (positiva o negativa) depende de los siguientes factores:

- a) *Dimensiones de la tubería:* Longitud, diámetro, espesor.
- b) *Material de la tubería:* Hormigón, acero.
- c) *Velocidad del agua en la tubería.*
- d) *Característica de variación de velocidad en el proceso de regulación.*
- e) *Tiempo de apertura y cierre de los órganos de regulación.*

La velocidad de propagación del sonido en una tubería a , es menor que la velocidad de propagación del sonido en el agua (1425 m/s), y se obtiene por la fórmula de Jukowski:

$$a = \frac{\sqrt{\frac{Ea}{Pa}}}{\sqrt{1 + \frac{Ea D}{Em e}}} \quad (\text{A.3.1.1})$$

Siendo:

E_a = El módulo de elasticidad del agua. ($E_{\text{agua}} = 2.000 \text{ MN/m}^2$).

E_m = El módulo de elasticidad del material empleado. ($E_{\text{hormigón}} = 20.000 \text{ MN/m}^2$; $E_{\text{acero}} = 200.000 \text{ MN/m}^2$).

D = Diámetro de la tubería.

e = Espesor de la tubería.

P_a = Densidad del agua.

Los valores están comprendidos entre:

$$700 \text{ m/s (HM = 50 m) y } 1200 \text{ m/s (HM = 500m)}$$

El tiempo de cierre T_c de las válvulas se suele escoger según la potencia de la turbina:

Turbinas pequeñas: $2 \div 3 \text{ s}$

Turbinas medianas: $3 \div 6 \text{ s}$

Turbinas grandes: $5 \div 10$ s

Tipos de cierre

Cierre rápido:

Se considera cierre rápido cuando se verifica:

$$T_c \leq T_r$$

T_c = Tiempo de cierre.

T_r = Tiempo que necesita la onda acústica en propagarse desde la válvula por la tubería hasta el embalse o chimenea de equilibrio y volver a la válvula después de haberse reflejado en el extremo ($T_r = 2L/a$).

Cierre lento:

$$T_c \geq T_r$$

Tipos de golpes de arietes

El golpe de ariete puede ser:

- positivo (con el cierre de válvula)
- negativo (con la apertura de válvula)

Golpe de ariete positivo:

Sobrepresión que se produce en el cierre rápido. Se puede considerar

a) Cierre parcial

$$\Delta H = \frac{a(v_0 - v)}{g} \quad (\text{A.3.1.2})$$

b) Cierre total

$$\Delta H = \frac{av_0}{g} \quad (\text{A.3.1.3})$$

Siendo:

v_0 = La velocidad del agua para el comienzo de la regulación.

v = La velocidad del agua al final de la regulación.

Y el incremento relativo de la presión de cierre vale:

$$\xi = \frac{\Delta H}{H_0} = \frac{av_0}{gH_0} \quad (\text{A.3.1.4})$$

El valor admisible de ξ disminuye al aumentar la altura neta y oscila entre:

$$\xi = 0,70 \text{ (} H_0 < 40 \text{ m)} \text{ y } \xi = 0,2 \text{ (} H_0 > 100 \text{ m)}$$

En el tubo de aspiración se coloca una válvula aliviadora para proteger la turbina contra la depresión que se produce en el mismo (onda de retroceso) con el cierre rápido.

A.3.2 Válvulas

Las válvulas u órganos de obturación en las centrales hidroeléctricas se utilizan para abrir o cerrar la circulación de agua por las tuberías, de acuerdo con la función que desempeñen puede ser:

1. Válvulas de seccionamiento; la función de estas válvulas es cerrar la circulación de agua hacia las tuberías cuando sea requerido.
2. Válvulas de seguridad; estas válvulas generalmente están equipadas con dispositivos automáticos de cierre para operar cuando la velocidad del agua exceda a un valor máximo fijado como el límite y desde luego cerrar también el conducto cuando el gasto de agua exceda al que la turbina use normalmente o en caso de desbloqueo de la misma.

A.4 Obras de toma

A.4.1 Compuertas

Las compuertas que se usan en las instalaciones hidráulicas se emplean para cerrar los conductos de agua como son los canales, tuberías y para regular el gasto o caudal de agua en estos conductos.

En las centrales hidroeléctricas se instalan en las tomas de agua, en los drenajes de fondo, en los canales de derivación, etc. Normalmente el elemento de cierre de las compuertas debe quedar fuera del conducto cuando la compuerta está totalmente abierta.



A.4.2 Depósito de carga o vaso regulador

El depósito de carga o vaso regulador se instala en un lugar adaptado sobre la central generalmente al final del canal de derivación que alimenta a la tubería de presión que se alimenta por medio del agua almacenada en el vaso regulador.

Tiene el objetivo de almacenar una cierta cantidad de agua para hacer frente a las variaciones de las cantidades requeridas por la turbina, debidas a las variaciones de la carga de los usuarios.

Sustancialmente el líquido contenido en el vaso regulador de carga constituye una reserva de agua horaria, diaria y semanal según sea el caso, que permite a la central superar con facilidad el pico de carga, por lo que la capacidad de este vaso está relacionada con la potencia instalada en la central.

A.5 Canal de desfogue o de descarga

El agua después de que se ha inyectado en las turbinas, a reacción sale del rodete con una cierta turbulencia a través del llamado canal de descarga que se conduce a algún otro canal de descarga o algún río cercano a la central. Esta agua se puede almacenar en otra obra de presa más debajo de la central.

La sección del canal de descarga es normalmente rectangular y se usa para limitar la velocidad del agua. Para las turbinas en cámara libre o en cámara forzada la altura del agua del canal de descarga constituye una pérdida de la potencia obtenida en la instalación por efecto de la disminución del salto motor disponible.

A.6 Casa de máquina

Es el lugar donde se encuentra instalada el grupo hidroeléctrico, conformado por: turbina hidráulica, generador eléctrico, tablero de control, regulador automático.

A.6.1 Turbinas hidráulicas

En las centrales eléctricas el elemento encargado de convertir la energía cinética o potencial del agua en energía mecánica se le denomina turbina hidráulica. Las turbinas hidráulicas tienen sus antecedentes en las llamadas ruedas hidráulicas en donde una rueda con paletas se hace girar por el propio peso del agua que llena los espacios entre las paletas. Normalmente, en estas ruedas hidráulicas el agua se aplica en la parte superior moviendo a la rueda hacia abajo [3, 12].

Hay tres tipos principales de turbinas hidráulicas: la Rueda Pelton, la Turbina Francis, la de Hélice o turbina Kaplan.

A.6.1.1 Turbina Pelton

La turbina Pelton está formada por una rueda móvil provista de aletas o cucharas en su periferia (Figura. A.6.1.1.1 Rodete de una turbina Pelton.) sobre las cuales incide el chorro de agua a la presión atmosférica. Este chorro sale de un inyector fijo en el cual la regulación se efectúa variando la posición de la aguja que obtura más o menos el orificio de salida (Figura A.6.1.1.2). El chorro de agua incide en la arista central de las cucharas y se divide en dos partes que salen despedidas lateralmente, para caer después al canal de fuga.

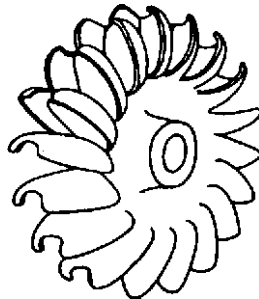


Figura. A.6.1.1.1 Rodete de una turbina Pelton.

El tipo más conveniente dependerá en cada caso del salto de agua y de la potencia de la turbina. En términos generales la Rueda Pelton conviene para saltos grandes, la turbina Francis para saltos medianos, la de Hélice o turbina Kaplan para saltos pequeños.

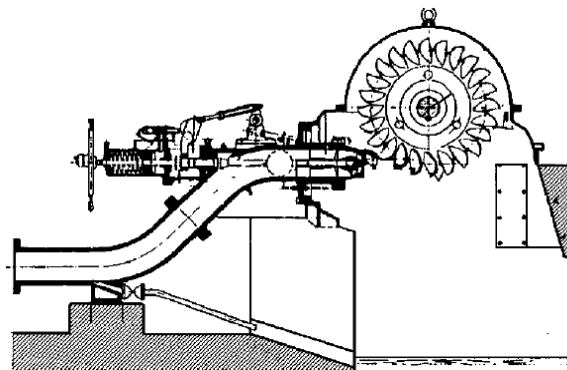


Figura. A.6.1.1.2. Turbina Pelton.

Para caudales mayores pueden disponerse varias toberas (hasta seis) en diversas posiciones del rodete (Figura. A.6.1.1.3. Turbina Pelton de chorro múltiple.).

Este tipo de turbina tiene un excelente rendimiento porque la velocidad residual, o mejor, la componente de la misma sobre un plano perpendicular al eje de la rueda es muy pequeña. Se utiliza normalmente en saltos de gran altura y con caudales relativamente pequeños respecto al salto.

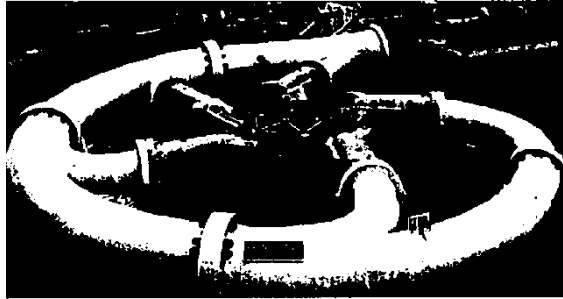


Figura. A.6.1.1.3. Turbina Pelton de chorro múltiple.

A.6.1.2 Turbina Francis

En la turbina Francis el agua a presión es llevada a una cámara espiral en forma de caracol, cuya misión es repartir el caudal portada la periferia del rodete (Figura. A.6.1.2.1. Cámara espiral.).

Una serie de alabes fijos se encargan de canalizar correctamente las líneas de flujo del agua. Entre esta hilera de alabes fijos y el rodete se encuentra una segunda fila de alabes móviles o palas directrices que constituyen lo que se denomina el anillo distribuidor (Figura A.6.1.2.2).

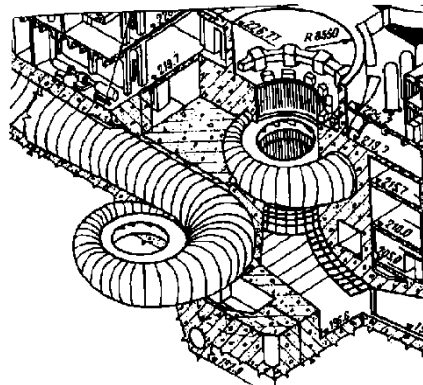


Figura. A.6.1.2.1. Cámara espiral.

Este distribuidor permite regular el caudal de la turbina sin que las venas líquidas sufran desviaciones bruscas o contracciones, permitiendo un rendimiento elevado incluso con cargas reducidas. Estos alabes móviles pueden girar alrededor de un eje paralelo al eje de la máquina, y el movimiento de cierre es simultáneo para todos ellos. Esto se consigue articulándolos individualmente mediante bielas a un único tambor circular que es accionado por un motor hidráulico. Dichas bielas llevan una entalladura de forma que, en caso de atascarse algún alabe directriz, aquella rompa por la sección más débil y no bloquee el conjunto. Algunos diseños modernos llevan un servomotor hidráulico por cada alabe, con la misma finalidad.

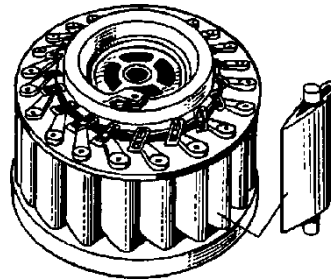


Figura. A.6.1.2.2. Distribuidor de Fink.

El rodete (Figura. A.6.1.2.3. Rodete de una turbina Francis.) va dotado de alabes fijos y puede ser de eje horizontal o vertical siendo esta la disposición más corriente. La velocidad del fluido a la entrada está contenida en un plano perpendicular al eje de la turbina y tiene las dos componentes radial y circunferencial, de forma que sea tangente al borde del ataque de los alabes. La componente radial se transforma gradualmente en componente axial y la componente circunferencial se va reduciendo, de forma que a la salida del rodete el flujo es axial con un pequeño torbellino. La presión ha sido reducida a un valor inferior a la presión atmosférica y la mayor parte de la energía cinética restante se vuelve a convertir en energía de presión en la tubería de salida. En la Figura. A.6.1.2.3. Rodete de una turbina Francis.) se muestra un corte esquemático de una central a pie de presa con una turbina Francis de eje vertical.

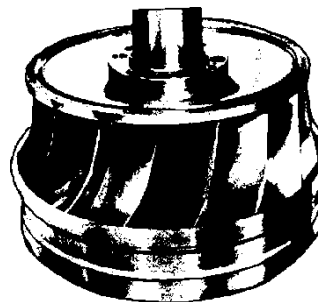


Figura. A.6.1.2.3. Rodete de una turbina Francis.

Una evolución respecto de las turbinas Francis, lo constituyen las turbinas Deriaz, que básicamente podríamos decir que son turbinas Francis de alabes orientables (Figura. A.6.1.3.2. a) Sección de una turbina Deriaz. b) Rodete de una turbina Deriaz. c) Secciones de rodetes.). Estas turbinas presentan ventajas sobre las Francis, como por ejemplo: a) Mejor rendimiento a cargas parciales (por orientación de los alabes), b) Ser reversibles. E igualmente sobre las Kaplan, dado que se pueden aplicar a saltos de mayor altura.

A.6.1.3 Turbinas Kaplan

Las turbinas Kaplan responden a la necesidad de aprovechar saltos de gran caudal y poca altura, y a pesar de ser más caras que las turbinas Francis, tienen la ventaja de que a igualdad de caudal permiten un número de revoluciones mayor y por tanto la utilización de un alternador más económico (Figura. A.6.1.3.3. Sección de una turbina Kaplan de eje vertical.).

Están constituidas por una hélice de pocos alabes y gran sección de paso entre ellos. El agua entra al rodete desde una cámara espiral con distribuidor regulable análogo al de las turbinas Francis, pero los alabes están situados a una altura relativamente menor, de modo que el flujo es prácticamente axial.

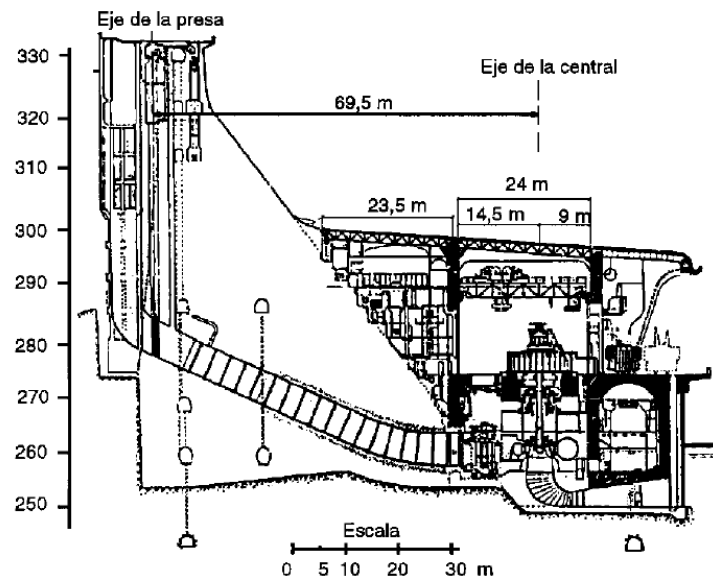


Figura. A.6.1.3.1. Sección de una central a pie de presa con una turbina Francis de eje vertical.

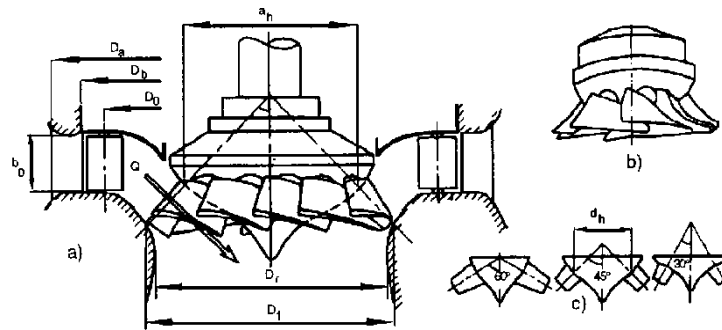


Figura. A.6.1.3.2. a) Sección de una turbina Deriaz. b) Rodete de una turbina Deriaz. c) Secciones de rodetes.

Para conseguir el ángulo de incidencia óptimo en las venas líquidas cuando se funciona a caudal variable es necesario inclinar los alabes del rodete. El movimiento de todas las palas es simultáneo mediante un complejo sistema de bielas alojado en el interior del rodete el cubo (Figura. A.6.1.3.4. a) Mecanismo de orientación de los alabes de una turbina Kaplan, b) esquema de doble regulación de una turbina Kaplan (alabes del distribuidor y alabes del rodete).

Los grupos bulbo constituyen la fase final del desarrollo, que con el fin de simplificar el flujo del agua y mejorar el rendimiento en los saltos de pequeña altura, comenzaron con la instalación de una turbina Kaplan de eje horizontal de manera que atraviesa el muro del canal y el alternador se instala al otro lado del muro fuera del agua.

Lo característico de los grupos bulbo es que el alternador, acoplado directamente a la turbina, va instalado herméticamente en una capsula de chapa de acero de forma hidrodinámica, o bulbo, refrigerado por aire, de ahí el nombre con que se le designa; quedando de esta manera el grupo completo, turbina y alternador, sumergido en agua (Figura. A.6.1.3.5. Sección de un bulbo.).

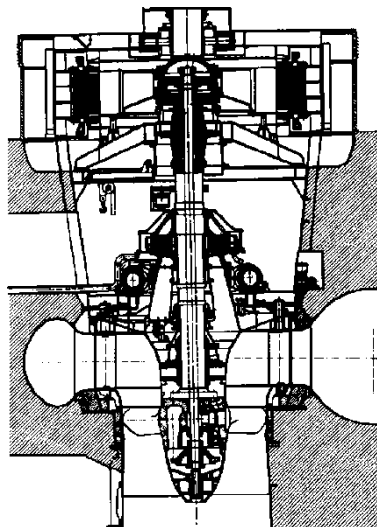


Figura. A.6.1.3.3. Sección de una turbina Kaplan de eje vertical.



Figura. A.6.1.3.4. a) Mecanismo de orientación de los alabes de una turbina Kaplan, b) esquema de doble regulación de una turbina Kaplan (alabes del distribuidor y alabes del rodete).

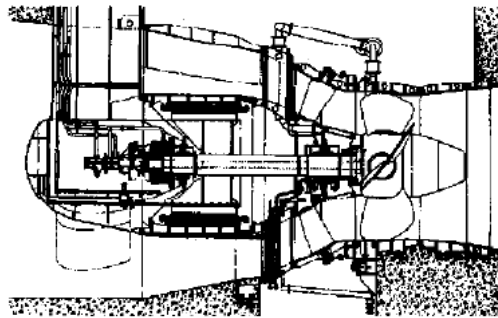


Figura. A.6.1.3.5. Sección de un bulbo.

El tipo más conveniente dependerá en cada caso del salto de agua y de la potencia de la turbina. En términos generales la Rueda Pelton conviene para saltos grandes, la turbina Francis para saltos medianos, la de Hélice o turbina Kaplan para saltos pequeños.

A.7 Aliviaderos

Otro elemento importante es el vertedero o aliviadero, que permite la liberación de agua directamente sin pasar por la casa de máquinas. Lo que se considera como un desperdicio energético.



APÉNDICE B

DATOS GENERALES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA LEONARDO RODRÍGUEZ ALCAINE (EL CAJÓN)

B.1 Antecedentes

El Proyecto Hidroeléctrico El Cajón forma parte del Sistema Hidrológico Santiago, el cual comprende 27 proyectos con un potencial hidroenergético de 4 mil 300 MW. De este sistema, sólo se ha desarrollado 32%, representado por la construcción de seis centrales. El Cajón ocupa el segundo lugar en potencia y generación, después de la Central de Aguamilpa-Solidaridad.

Los estudios básicos en el sitio demostraron la factibilidad del proyecto y condujeron a la realización de estudios específicos para precisar el conocimiento topográfico, geológico, geotécnico, social y ambiental del área.

Su embalse contribuirá a regular los escurrimientos de su cuenca y beneficiará a la Central Aguamilpa, ya que al recibir su vaso las aportaciones reguladas del río, incrementará su generación firme y se reducirán las probabilidades de derrama por el vertedor. El aprovechamiento permitirá la generación de energía eléctrica mediante dos unidades de 375 MW cada una [2].

B.2 Información general

- Central Hidroeléctrica Leonardo Rodríguez Alcaine (El cajón).
- Ubicación: Santa María del Oro, Nayarit.
- Fecha de entrada en operación: 1-Marzo-2007.
- Número de unidades: 2.



Figura B.2.1. Toma panorámica de la Central Hidroeléctrica Leonardo Rodríguez Alcaine (El Cajón), tomada en 2007.



- Factor de planta: 0,187.
- Gasto medio aprovechable: 100,4 m³/s.
- Capacidad instalada: 750 MW.
- Eficiencia turbina-generador: 0,9367.
- Consumo específico: 2,57 m³/s/kWh.

Tabla B-2.1. Generación, Nivel promedio y Aportaciones por mes del año 2010 (El Cajón).

Mes	Generación [MW]	Nivel promedio	Aportaciones [Mm3]
Enero	7361	386.8883871	42.57676215
Febrero	177437	389.0092857	413.7311009
Marzo	104624	384.2977419	80.32232001
Abril	51672	383.0606667	83.52221871
Mayo	172281	375.4306452	72.12478092
Junio	95728	365.985	104.364905
Julio	137613	366.3754839	562.6376368
Agosto	272038	373.3845161	842.4521083
Septiembre	107458	378.962	622.7302966
Octubre	59181.8	386.4541935	172.9494491
Noviembre	15333	386.1283333	56.0767904
Diciembre	193	274.8377419	34.85561273
Total 2010	1200919.8	370.9011663	3088.343982

Tabla B-2.2. Nivel y aportaciones del Cajón en el 2010.

Fecha	Nivel	Generación [MW]	Volumen [Mm3]
01/01/2010	386.78	0	1.109619141
02/01/2010	386.81	0	0.739379883
03/01/2010	386.83	0	0.740600586
04/01/2010	386.85	0	1.109619141
05/01/2010	386.88	0	0.739379883
06/01/2010	386.9	558	1.319622112
07/01/2010	386.9	427	1.380027071
08/01/2010	386.91	4688	0.738244633
09/01/2010	386.63	1688	2.519117363
10/01/2010	386.59	0	0.370239258
11/01/2010	386.6	0	0.739379883
12/01/2010	386.62	0	0.740600586
13/01/2010	386.64	0	1.109619141

Fecha	Nivel	Generación [MW]	Volumen [Mm3]
14/01/2010	386.67	0	1.478759766
15/01/2010	386.71	0	2.589599609
16/01/2010	386.78	0	1.848999023
17/01/2010	386.81	0	0
18/01/2010	386.83	0	0
19/01/2010	386.83	0	1.479980469
20/01/2010	386.87	0	1.479858398
21/01/2010	386.91	0	0.739379883
22/01/2010	386.93	0	2.589599609
23/01/2010	387	0	0.739379883
24/01/2010	387.02	0	0.370239258
25/01/2010	387.03	0	0.370239258
26/01/2010	387.04	0	2.219360352



APÉNDICE B
DATOS GENERALES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
LEONARDO RODRÍGUEZ ALCAINE (EL CAJÓN)



Fecha	Nivel	Generación [MW]	Volumen [Mm3]
27/01/2010	387.1	0	0.739379883
28/01/2010	387.12	0	3.69921875
29/01/2010	387.23	0	3.69921875
30/01/2010	387.33	0	2.589599609
31/01/2010	387.39	0	2.588500977
01/02/2010	387.47	0	0.740478516
02/02/2010	387.48	0	6.657958984
03/02/2010	387.7	0	12.57641602
04/02/2010	388.04	18021	90.26563193
05/02/2010	389.34	13722	66.67289031
06/02/2010	390.33	6985	31.33885234
07/02/2010	390.68	10217	30.27289393
08/02/2010	390.81	12940	29.15521249
09/02/2010	390.81	5504	11.60785526
10/02/2010	390.74	7433	9.41918398
11/02/2010	390.56	8784	9.982809013
12/02/2010	390.28	10272	9.775156204
13/02/2010	389.92	5801	7.931089089
14/02/2010	389.77	5762	8.960934782
15/02/2010	389.63	6457	7.631179538
16/02/2010	389.44	8382	5.487215693
17/02/2010	389.06	4783	9.318215874
18/02/2010	389.01	6537	8.613174918
19/02/2010	388.84	4876	5.11585612
20/02/2010	388.66	5355	5.878909364
21/02/2010	388.44	2408	4.531554102
22/02/2010	388.45	6278	5.471526322
23/02/2010	388.2	3659	4.888707933
24/02/2010	388.1	4455	5.654673172
25/02/2010	387.98	9353	7.945768563
26/02/2010	387.59	5213	7.104348842
27/02/2010	387.46	2654	6.994715177
28/02/2010	387.47	1586	3.737892488
01/03/2010	387.52	6091	6.596793595
02/03/2010	387.27	10136	6.197798784
03/03/2010	386.78	10892	2.52250703
04/03/2010	386.16	4914	3.544015848
05/03/2010	385.94	4491	4.031267184
06/03/2010	385.76	2171	3.690890027

Fecha	Nivel	Generación [MW]	Volumen [Mm3]
07/03/2010	385.72	997	3.115213158
08/03/2010	385.73	8426	0.496269289
09/03/2010	385.2	4519	1.188623513
10/03/2010	384.94	5234	2.179708445
11/03/2010	384.67	1297	2.370147053
12/03/2010	384.65	2132	2.892213246
13/03/2010	384.59	1521	2.538840546
14/03/2010	384.33	1456	1.644277206
15/03/2010	384.5	1900	1.231668019
16/03/2010	384.41	5862	0
17/03/2010	384.02	4725	2.132002991
18/03/2010	383.78	5416	2.339033628
19/03/2010	383.49	4805	2.731902028
20/03/2010	383.25	4026	2.712912499
21/03/2010	383.05	0	2.58984375
22/03/2010	383.12	4201	0
23/03/2010	382.84	2933	2.673990683
24/03/2010	382.72	3052	2.597964182
25/03/2010	382.59	532	2.771806314
26/03/2010	382.63	568	2.858742434
27/03/2010	382.67	807	3.437133397
28/03/2010	382.71	489	2.296204854
29/03/2010	382.74	1031	1.022337411
30/03/2010	382.7	0	1.479003906
31/03/2010	382.75	0	4.439208984
01/04/2010	382.86	0	2.58996582
02/04/2010	382.93	0	0.740600586
03/04/2010	382.95	0	0.739501953
04/04/2010	382.97	0	2.959106445
05/04/2010	383.05	0	0
06/04/2010	382.96	1451	2.775807275
07/04/2010	382.94	1550	3.016117525
08/04/2010	382.92	0	2.959106445
09/04/2010	383	0	3.329467773
10/04/2010	383.09	0	2.960205078
11/04/2010	383.17	491	2.666777229
12/04/2010	383.21	0	0.740600586
13/04/2010	383.23	1023	2.103833142
14/04/2010	383.22	773	1.499428912



APÉNDICE B
DATOS GENERALES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
LEONARDO RODRÍGUEZ ALCAINE (EL CAJÓN)



Fecha	Nivel	Generación [MW]	Volumen [Mm3]
15/04/2010	383.21	998	3.154405584
16/04/2010	383.23	1346	3.255291301
17/04/2010	383.23	1111	3.426281895
18/04/2010	383.25	501	2.691468212
19/04/2010	383.29	733	2.881798347
20/04/2010	383.32	0	2.959106445
21/04/2010	383.4	773	3.347407645
22/04/2010	383.44	1321	3.929997839
23/04/2010	383.44	4122	3.301483743
24/04/2010	383.28	2544	5.041574928
25/04/2010	383.23	1457	4.632723764
26/04/2010	383.26	7239	3.095784535
27/04/2010	382.87	3755	3.924674909
28/04/2010	382.73	7884	3.610514277
29/04/2010	382.3	8038	1.821519838
30/04/2010	381.84	4562	3.367666677
01/05/2010	381.64	1182	4.365395575
02/05/2010	381.68	770	3.730157063
03/05/2010	381.74	1182	0
04/05/2010	381.65	2484	0
05/05/2010	381.45	7980	0
06/05/2010	380.86	9682	0
07/05/2010	380.16	9016	0
08/05/2010	379.46	7179	0
09/05/2010	378.94	1995	0
10/05/2010	378.79	5800	0
11/05/2010	378.32	10288	0
12/05/2010	377.56	10057	0
13/05/2010	376.73	9838	0
14/05/2010	375.92	9686	0
15/05/2010	375.14	5029	0.382580621
16/05/2010	374.75	1241	0
17/05/2010	374.65	8914	2.087468585
18/05/2010	374	8577	7.838944994
19/05/2010	373.48	8917	7.18987256
20/05/2010	372.9	9881	10.04134583
21/05/2010	372.31	9807	8.88161893
22/05/2010	371.69	2414	4.948893325
23/05/2010	371.64	2195	4.379471089

Fecha	Nivel	Generación [MW]	Volumen [Mm3]
24/05/2010	371.58	8073	3.676242657
25/05/2010	370.93	4773	3.40109119
26/05/2010	370.59	3471	3.487862391
27/05/2010	370.28	4156	3.161486909
28/05/2010	370.09	4008	3.060593142
29/05/2010	369.81	0	0.53527832
30/05/2010	369.83	585	0
31/05/2010	369.78	3101	0.95647774
01/06/2010	369.5	3551	0.823762839
02/06/2010	369.18	3360	2.478165703
03/06/2010	368.94	4487	3.880095803
04/06/2010	368.64	4949	2.994316387
05/06/2010	368.26	4482	1.514023866
06/06/2010	367.87	1192	0
07/06/2010	367.73	6935	1.177196977
08/06/2010	367.08	4883	1.619292586
09/06/2010	366.65	4083	3.779237546
10/06/2010	366.38	3790	4.345250146
11/06/2010	366.16	3588	2.744516041
12/06/2010	365.9	3374	0.57787232
13/06/2010	365.58	314	0.048980885
14/06/2010	365.55	0	0.536132813
15/06/2010	365.57	1437	1.223805454
16/06/2010	365.47	1449	4.203845552
17/06/2010	365.48	2405	5.461707125
18/06/2010	365.45	0	3.748779297
19/06/2010	365.58	0	1.071411133
20/06/2010	365.62	0	0.803375244
21/06/2010	365.65	3209	0.41336304
22/06/2010	365.35	3954	2.459780049
23/06/2010	365.03	4446	5.161504284
24/06/2010	364.78	7248	5.360430958
25/06/2010	364.23	6552	4.858279755
26/06/2010	363.74	4985	8.892691673
27/06/2010	363.56	1138	7.416577091
28/06/2010	363.72	6309	9.597397387
29/06/2010	363.45	3608	10.20875755
30/06/2010	363.45	0	6.964355469
01/07/2010	363.72	3778	10.38967565



APÉNDICE B
DATOS GENERALES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
LEONARDO RODRÍGUEZ ALCAINE (EL CAJÓN)



Fecha	Nivel	Generación [MW]	Volumen [Mm3]
02/07/2010	363.72	4324	9.483613336
03/07/2010	363.63	2056	8.602264086
04/07/2010	363.73	829	6.563864808
05/07/2010	363.88	3687	6.649065885
06/07/2010	363.76	3800	5.898945379
07/07/2010	363.58	3342	5.185675374
08/07/2010	363.44	2532	9.117628198
09/07/2010	363.53	2945	20.14966404
10/07/2010	363.99	1446	25.38291276
11/07/2010	364.74	448	15.14600299
12/07/2010	365.3	2596	13.21487617
13/07/2010	365.53	722	14.27607592
14/07/2010	365.99	4058	13.65939009
15/07/2010	366.08	917	12.92293036
16/07/2010	366.48	3527	13.52773946
17/07/2010	366.63	0	12.32165527
18/07/2010	367.08	914	11.02417681
19/07/2010	367.4	4209	10.47953905
20/07/2010	367.37	3901	13.40206401
21/07/2010	367.5	3202	16.33795339
22/07/2010	367.77	6243	14.28741246
23/07/2010	367.7	3282	17.8775172
24/07/2010	368.05	301	27.3126574
25/07/2010	369.01	4144	27.03333821
26/07/2010	369.59	1518	0
27/07/2010	369.21	15016	40.01750071
28/07/2010	369.24	14977	42.84314152
29/07/2010	369.42	12682	54.34446981
30/07/2010	370.15	14210	44.8512985
31/07/2010	370.42	12007	40.33458791
01/08/2010	370.76	14117	24.99620203
02/08/2010	370.27	14695	21.30013845
03/08/2010	369.61	14802	0
04/08/2010	368.64	11918	37.93358532
05/08/2010	368.3	5104	16.80593911
06/08/2010	368.42	5075	10.03330941
07/08/2010	368.31	1768	10.59845913
08/08/2010	368.47	1886	9.8343147
09/08/2010	368.69	5760	13.70056641

Fecha	Nivel	Generación [MW]	Volumen [Mm3]
10/08/2010	368.65	3251	19.87619468
11/08/2010	369.09	5054	26.49630683
12/08/2010	369.62	3264	60.51988911
13/08/2010	371.5	13890	57.8159011
14/08/2010	372.33	10354	73.45952546
15/08/2010	374.16	8426	76.0081643
16/08/2010	375.84	7193	48.67655835
17/08/2010	376.6	10489	31.24864221
18/08/2010	376.75	12199	32.21151691
19/08/2010	376.79	11316	43.63496537
20/08/2010	377.22	11236	55.5387216
21/08/2010	377.92	11926	40.15137782
22/08/2010	378.22	7729	24.46099625
23/08/2010	378.34	9988	12.72775181
24/08/2010	378.01	5925	0
25/08/2010	377.55	11882	6.163736198
26/08/2010	376.91	12621	12.20783578
27/08/2010	376.42	11632	8.940329533
28/08/2010	375.79	13105	15.73863076
29/08/2010	375.29	6155	11.8361643
30/08/2010	375.17	5960	19.62840348
31/08/2010	375.28	3318	19.90798183
01/09/2010	375.66	3902	14.67864534
02/09/2010	375.81	2796	11.5478034
03/09/2010	375.94	3884	11.7478308
04/09/2010	376	1390	14.56360952
05/09/2010	376.31	1838	14.25818561
06/09/2010	376.55	5349	13.12416244
07/09/2010	376.54	1138	12.4863251
08/09/2010	376.84	1509	31.16841438
09/09/2010	377.54	6908	23.96400318
10/09/2010	377.75	3563	21.11876126
11/09/2010	378.06	2557	19.6980005
12/09/2010	378.41	3786	17.93843415
13/09/2010	378.76	6699	13.71834093
14/09/2010	378.58	7199	10.91019837
15/09/2010	378.37	4245	12.80132234
16/09/2010	378.44	1616	13.27192667
17/09/2010	378.68	4085	15.33974342



APÉNDICE B
DATOS GENERALES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
LEONARDO RODRÍGUEZ ALCÁINE (EL CAJÓN)



Fecha	Nivel	Generación [MW]	Volumen [Mm3]
18/09/2010	378.84	2545	13.3516434
19/09/2010	379.03	2533	14.05329591
20/09/2010	379.23	1765	13.99118957
21/09/2010	379.5	4858	13.87462956
22/09/2010	379.53	3628	26.72134888
23/09/2010	380.01	3211	26.40587684
24/09/2010	380.54	1998	29.68701006
25/09/2010	381.2	5700	25.4153806
26/09/2010	381.5	1253	36.71768839
27/09/2010	382.47	4845	43.56288728
28/09/2010	383.32	5212	30.3410459
29/09/2010	384.38	2811	54.83903538
30/09/2010	385.07	4635	21.43355739
01/10/2010	385.34	4072	17.11407904
02/10/2010	385.52	3781	11.60453241
03/10/2010	385.9	3056	12.46075907
04/10/2010	385.74	1911	12.31617022
05/10/2010	385.96	1142	11.2227572
06/10/2010	386.17	754	10.66693266
07/10/2010	386.41	643	9.661953125
08/10/2010	386.63	592	9.908298286
09/10/2010	386.88	549	5.738000543
10/10/2010	386.98	422	2.846360557
11/10/2010	387.03	2592	2.79773439
12/10/2010	386.94	6563	3.325376276
13/10/2010	386.62	2381	4.162657372
14/10/2010	386.58	2649	6.646112021
15/10/2010	386.58	1842	5.104817183
16/10/2010	386.62	2733	4.995960127
17/10/2010	386.57	1475	3.495422429
18/10/2010	386.56	1955	2.784495296
19/10/2010	386.52	1397	4.42089934
20/10/2010	386.56	1668	8.7606734
21/10/2010	386.67	1573	4.094210191
22/10/2010	386.69	1600	4.898169708
23/10/2010	386.71	2082	5.299495019
24/10/2010	386.73	1976	3.56895767
25/10/2010	386.69	1588	0.062167854
26/10/2010	386.59	1273	0.427219036

Fecha	Nivel	Generación [MW]	Volumen [Mm3]
27/10/2010	386.52	2327	1.079212259
28/10/2010	386.41	1068	1.42398545
29/10/2010	386.38	911.8	1.424000999
30/10/2010	386.35	2016	0.346566498
31/10/2010	386.23	590	0.291473453
01/11/2010	386.21	116	0.644626382
02/11/2010	386.22	551	0.93941672
03/11/2010	386.2	554	0.206222526
04/11/2010	386.17	1481	0.188821905
05/11/2010	386.09	1561	0.013000416
06/11/2010	385.98	115	1.012847226
07/11/2010	386	0	0
08/11/2010	386	0	0
09/11/2010	386	170	0.40423151
10/11/2010	386	2216	0.092317022
11/11/2010	385.86	5555	12.11168014
12/11/2010	385.83	0	0.370239258
13/11/2010	385.87	0	2.589599609
14/11/2010	385.93	481	1.514566903
15/11/2010	385.93	972	0.462629102
16/11/2010	385.89	1083	2.206943053
17/11/2010	385.87	478	2.98761738
18/11/2010	385.91	0	2.219360352
19/11/2010	385.98	0	2.589477539
20/11/2010	386.04	0	1.478881836
21/11/2010	386.12	0	3.69921875
22/11/2010	386.18	0	2.219238281
23/11/2010	386.24	0	2.219360352
24/11/2010	386.3	0	1.850219727
25/11/2010	386.36	0	2.219238281
26/11/2010	386.41	0	2.589599609
27/11/2010	386.48	0	1.848999023
28/11/2010	386.54	0	2.589599609
29/11/2010	386.6	0	1.109619141
30/11/2010	386.64	0	3.69921875
01/12/2010	386.74	0	4.068359375
02/12/2010	386.85	0	4.438720703
03/12/2010	386.97	0	2.219238281
04/12/2010	387.05	0	0



APÉNDICE B
DATOS GENERALES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
LEONARDO RODRÍGUEZ ALCAINE (EL CAJÓN)



Fecha	Nivel	Generación [MW]	Volumen [Mm3]
05/12/2010	387.05	0	1.479980469
06/12/2010	387.06	79	0.556881576
07/12/2010	387.07	0	0
08/12/2010	387.07	0	3.328979492
09/12/2010	387.16	0	1.848999023
10/12/2010	387.21	0	2.219360352
11/12/2010	387.3	0	0.740478516
12/12/2010	387.29	0	0
13/12/2010	387.29	0	0
14/12/2010	387.29	0	0.369140625
15/12/2010	387.3	0	4.808837891
16/12/2010	387.44	0	5.179199219
17/12/2010	387.58	114	2.858057326
18/12/2010	387.64	0	0

Fecha	Nivel	Generación [MW]	Volumen [Mm3]
19/12/2010	387.64	0	0.369018555
20/12/2010	387.65	0	0
21/12/2010	387.66	0	0.370361328
22/12/2010	387.66	0	0
23/12/2010			0
24/12/2010			0
25/12/2010			0
26/12/2010			0
27/12/2010			0
28/12/2010			0
29/12/2010			0
30/12/2010			0
31/12/2010			0

Tabla B-2.3. Gasto vs Elevación de Desfogue del Cajón en 2008.

Gasto [m3/s]	Elevación Desfogue [m]
0	200
90	205
200	210
360	218
520	221.24
720	228
880	232
1100	238
1400	243

Tabla B-2.4. Volumen útil vs Elevación del Cajón en 2008.

Volumen Útil [Mm3]	Elevación [m]
0.064	225
19.871	250
96.802	275
264.389	300
560.052	325
947	346
1020.708	350
1690.264	375
2615.058	400

B.3 Información Básica

Durante la construcción de este proyecto hidroeléctrico de El Cajón, considerado realizarse en 54 meses, se estimó:

- Una derrama económica de 2,000 millones de pesos.
- La creación de 10 mil empleos directos e indirectos.
- El mejoramiento en las vías de acceso, para beneficio de 20 mil habitantes pertenecientes a 40 comunidades.
- La generación media anual de 1 mil 228 GWh, igual a 1.5 veces el consumo anual del estado de Nayarit.
- Una capacidad instalada de 750 MW, lo que equivale a encender 7.5 millones de focos.
- El ahorro anual de dos millones de barriles de combustóleo.
- Un aumento en la generación firme de la Central Hidroeléctrica Aguamilpa, por la regulación del río Santiago y sus afluentes en la cuenca.
- Diversificar las fuentes primarias de energía en el Sistema Eléctrico Nacional [16].

B.4 Esquema General del proyecto El cajón

- Camino de acceso de 42 km de longitud y dos líneas de dos circuitos de 400 kV, con una longitud total aproximada de 18 km.
- Cortina de enrocamiento con cara de concreto.
- Desvío mediante dos túneles de sección portal y dos ataguías de materiales graduados.
- Vertedor de excedencias controlado.
- Obra de generación con casa de máquinas subterránea que alojará dos grupos turbogeneradores, con potencia instalada total de 750 MW a la salida del generador.
- Obras de infraestructura, desarrollo social y protección ambiental.
- Alcance del proyecto: ingeniería complementaria; construcción de obras civiles; suministro e instalación de equipos y sistemas electromecánicos; suministro de repuestos y herramientas especiales; montaje, pruebas y puesta en servicio; fletes, seguros, manejo aduanal y capacitación [16].

B.5 Sistema Hidroeléctrico Santiago

Tabla B.5-1. Sistema hidroeléctrico Santiago [16].

Nombre	Nivel	Potencia Instalada MW	Generación Media Anual GWh
C.H. Intermedia	OP	5.32	4.41
C.H. Puente Grande	OP	17.40	12.72
C.H. Colimilla	OP	51.20	40.48
C.H. Las Juntas	OP	15.00	16.90
C.H. Agua Prieta	OP	240.00	462.53
P.H. San Francisco	FA	278.00	609.40
P.H. Arroyo Hondo	FA	133.00	291.50
C.H. Santa Rosa	OP	61.20	195.90
P.H. La Yesca	C	750.00	1 413.00
C.H. El Cajón	OP	750.00	1 228.00
C.H. Aguamilpa	OP	960.00	2 133.00

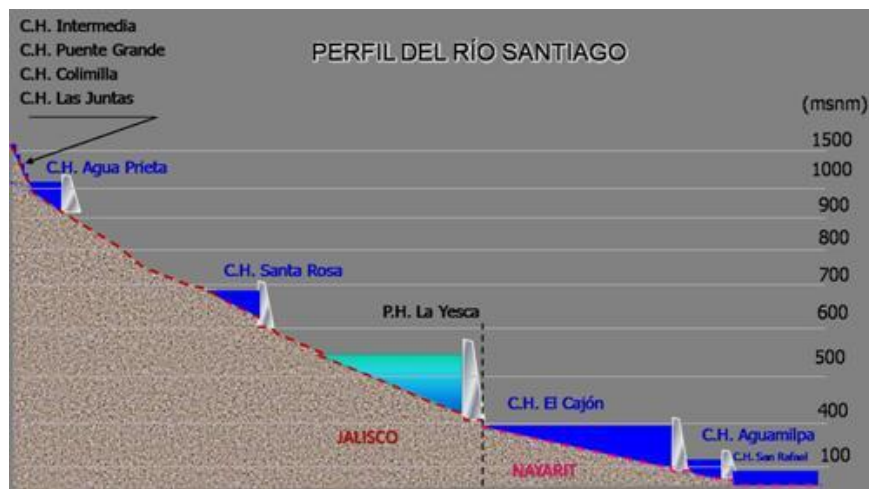


Figura B.5.1. Perfil del río Santiago [16].



APÉNDICE C

CODIGO FUENTE Y SIMULACIÓN CON EL PROGRAMA



C.1 Código fuente del programa

```
#include <stdio.h>
#include <conio.h>
#include <iostream.h>
#include <math.h>
#include <stdlib.h>
main()
{
FILE *datos;
datos=fopen("D:\\elcajon.xls", "w");
float
V1[50],A0[50],U0[50],S0[50],Et[50],Ce[50],Ng,Pg,NAMO,NAMIN
O,T[50],m,d,h,s,hprom[50],u,Pu,N,Pot,Q[50],At,Tt,Cet,P[50],PC[
50],Pott,Qprom,U0t,V1prom;
int politica,periodos,i,inicio;
clrscr();
printf("\n\t          *** ***** ** *\n");
printf("\t      * * * * * \n");
printf("\t      * * * * * \n");
printf("\t      * * * * * \n");
printf("\t      * * * * * \n");
printf("\t      * * * * * \n");
printf("\t      * * * * * \n");
printf("\n\t          INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL");
printf("\n\t          ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y
ELECTRICA");
printf("\n\n\t          CALCULO DE LA ENERGIA FIRME DE UN
SISTEMA HIDROELECTRICO");
printf("\n\t          MODELO DE ENTRADA Y SALIDA");
printf("\n\n\n\t          PRESENTA.");
printf("\n\t          JUAN RAMON BUSTOS YEPEZ & JAVIER CRUZ
VARGAS");
printf("\n\nMEXICO, D.F. 2011");
getch();
clrscr();
fprintf(datos,"\\t*** DATOS GENERALES ***\n");
fprintf(datos,"\\tNOMBRE DE LA CENTRAL: Leonardo Rodriguez
Alcaine (El Cajon)\n");
fprintf(datos,"\\tDIMENSION TEMPORAL: Planificacion a mediano
plazo\n");
fprintf(datos,"\\tPROGRAMACION: Mensual\n");
fprintf(datos,"\\tNUMERO DE PERIODOS: 12\n");
fprintf(datos,"\\tNUMERO DE UNIDADES EN LA CENTRAL: 2\n");
fprintf(datos,"\\tPOTENCIA DE CADA UNIDAD: 375 MW\n");
fprintf(datos,"\\tNAMO: 2252 Mm3\n");
fprintf(datos,"\\tNAMINO: 936 Mm3\n");
fprintf(datos,"\\tVOLUMEN INICIAL: 1875 Mm3\n");
/*Datos de Nivel promedio [m]    Aportaciones[Mm3]
Consumo Especifico [m3/s/kWh] Tiempo [h] del Cajon en el
2010*/
hprom[1]=386.8883871;   A0[1]=42.57676215;
Ce[1]=2.575914909;     T[1]=744;
hprom[2]=389.0092857;   A0[2]=413.7311009;
Ce[2]=2.590035918;     T[2]=672;
hprom[3]=384.2977419;   A0[3]=80.32232001;
Ce[3]=2.558666313;     T[3]=744;
hprom[4]=383.0606667;   A0[4]=83.52221871;
Ce[4]=2.550429828;     T[4]=720;
hprom[5]=375.4306452;   A0[5]=72.12478092;
Ce[5]=2.499628907;     T[5]=744;
hprom[6]=365.985;       A0[6]=104.364905;
Ce[6]=2.436739508;     T[6]=720;
hprom[7]=366.3754839;   A0[7]=562.6376368;
Ce[7]=2.439339362;     T[7]=744;
hprom[8]=373.3845161;   A0[8]=842.4521083;
Ce[8]=2.486005716;     T[8]=744;
hprom[9]=378.962;       A0[9]=622.7302966;
Ce[9]=2.523140777;     T[9]=720;
hprom[10]=386.4541935;  A0[10]=172.9494491;
Ce[10]=2.573024034;    T[10]=744;
hprom[11]=386.1283333;  A0[11]=56.0767904;
Ce[11]=2.570854447;    T[11]=720;
hprom[12]=274.8377419;  A0[12]=34.85561273;
Ce[12]=1.82987823;     T[12]=744;
//Porcentajes de aportacion al embalse por periodo
PC[1]=1.378627588;
PC[2]=13.3965356;
PC[3]=2.600821686;
PC[4]=2.704433807;
PC[5]=2.335386905;
PC[6]=3.379316086;
PC[7]=18.21810136;
PC[8]=27.27844156;
PC[9]=20.16389043;
PC[10]=5.600070786;
PC[11]=1.815755976;
PC[12]=1.128618215;
printf("\\t*** DATOS GENERALES ***\n\n");
printf("\\nNOMBRE DE LA CENTRAL: Leonardo Rodriguez Alcaine
(El Cajon)\n");
printf("\\nDIMENSION TEMPORAL: Planificacion a mediano
plazo");
printf("\\nPROGRAMACION: Mensual");
printf("\\nNUMERO DE PERIODOS: 12");
printf("\\n\nNUMERO DE UNIDADES EN LA CENTRAL: 2");
printf("\\nPOTENCIA DE CADA UNIDAD: 375 MW");
printf("\\n\nNAMO: 2252 Mm3");
printf("\\nNAMINO: 936 Mm3");
printf("\\nVOLUMEN INICIAL: 1875 Mm3\n");
getch ();
//T=720; para meses con 30 dias, T=744; para meses con 31
dias, T=672; para meses con 28 dias (Febrero)
//Ce=2.57; Consumo especifico [m3/s/kWh] a 386 [m]
/*Ecuaciones:
V1[i+1]=V1[i]+A0[i]-U0[i]-S0[i]-Et[i];//ecu_embalse
U0[i]=V1[i]+A0[i]-S0[i]-Et[i]-V1[i+1];//vol_turbinar
Pu=(U0[i]*1000000)/(T[i]*u*Ce[i]);//pot_gen
U0[i]=Ce*u*Pu*T;//turbinamiento
*/
NAMO=2252; //Nivel Maximo de operacion [hm3]
NAMINO=936; //Nivel Minimo de operacion [hm3]
u=2; //Numero de unidades de la central
Pu=375; //Potencia por unidad [MW]
V1[1]=1875; //Volumen inicial [Mm3]
periodos=12; //Dicretizacion
fprintf(datos,"\\tPeriodo");
fprintf(datos,"\\tAportaciones [Mm3]");
fprintf(datos,"\\tAltura promedio [msnm]");
fprintf(datos,"\\tConsumo especifico [m3/s/kwh]");
fprintf(datos,"\\tTiempo [horas]");
fprintf(datos,"\\tPorcentaje\\n");
for(i=1;i<=periodos;i++)
{
```




```
fprintf(datos, "\t%d", i);
fprintf(datos, "\t%f", A0[i]);
fprintf(datos, "\t%f", hprom[i]);
fprintf(datos, "\t%f", Ce[i]);
fprintf(datos, "\t%f", T[i]);
fprintf(datos, "\t%f\n", PC[i]);
}
fprintf(datos, "\n\n\t***REGLAS DE OPERACION PARA
CENTRALES HIDROELECTRICAS***\n");
do
{
clrscr();
printf("\t***REGLAS DE OPERACION PARA CENTRALES
HIDROELECTRICAS***");
printf("\n\n Elija para cual regla de operacion desea hacer el
calculo");
printf("\n\n 1. Cota final fija");
printf("\n\n 2. Extraccion maxima");
printf("\n\n 3. Extraccion minima");
printf("\n\n 4. Volumen a turbinar fijo");
printf("\n\n 5. Potencia final fija\n");
cin>>politica;
switch(politica)
{
case 1:
do
{
clrscr();
fprintf(datos, "\n*** Cota final fija ***\n");
fprintf(datos, "\tPeriodo");
fprintf(datos, "\tVolumen turbinado [Mm3]");
fprintf(datos, "\tVolumen final [Mm3]");
fprintf(datos, "\tEnergia [GWh]");
fprintf(datos, "\tCaudal [Mm3/h]");
fprintf(datos, "\tAltura promedio [msnm]");
fprintf(datos, "\tConsumo especifico [m3/s/kwh]\n");
printf("\t*** Cota final fija ***");
printf("\n\n Introduzca la cota final (entre 936 y 2252) del
periodo de estudio en Mm3");
cin>>V1[periodos+2];
At=0;
Tt=0;
Cet=0;
for(i=1; i<=periodos; i++)
{
At=At+A0[i];
Tt=Tt+Tt;
Cet=Ce[i]+Cet;
}
Cet=Cet/periodos;
U0[periodos+1]=V1[1]+At-V1[periodos+2];
printf("\n El volumen a turbinar al final del periodo de estudio
es %f Mm3", U0[periodos+1]);
for(i=1; i<=periodos; i++)
{
U0[i]=(U0[periodos+1]*PC[i])/100;
P[i]=(U0[i]*1000)/(Ce[i]*u*T[i]);
V1[i+1]=V1[i]+A0[i]-U0[i];
Q[i]=U0[i]/T[i];
fprintf(datos, "\t%d", i);
fprintf(datos, "\t%f", U0[i]);
fprintf(datos, "\t%f", V1[i+1]);
fprintf(datos, "\t%f", P[i]);
fprintf(datos, "\t%f", Q[i]);
}
```

```
fprintf(datos, "\t%f", hprom[i]);
fprintf(datos, "\t%f\n", Ce[i]);
}
Pu=0;
Q[periodos+1]=0;
for(i=1; i<=periodos; i++)
{
Pu=P[i]+Pu;
Q[periodos+1]=Q[i]+Q[periodos+1];
}
printf("\n La energia entregada al final del periodo de estudio
es %f GWh", Pu);
fprintf(datos, "\tTotal");
fprintf(datos, "\t%f", U0[periodos+1]);
fprintf(datos, "\t%f", V1[periodos+2]);
fprintf(datos, "\t%f", Pu);
fprintf(datos, "\t%f", Q[periodos+1]);
printf("\n\n (1) Volver a calcular (2) Menu/Salir\n");
cin>>inicio;
}
while(inicio==1);
break;
case 2:
clrscr();
fprintf(datos, "\n\n*** Extraccion maxima ***\n");
fprintf(datos, "\tPeriodo");
fprintf(datos, "\tVolumen turbinado [Mm3]");
fprintf(datos, "\tVolumen final [Mm3]");
fprintf(datos, "\tEnergia [GWh]");
fprintf(datos, "\tCaudal [Mm3/h]");
fprintf(datos, "\tAltura promedio [msnm]");
fprintf(datos, "\tConsumo especifico [m3/s/kwh]\n");
printf("\t*** Extraccion maxima ***");
U0[periodos+1]=(2.46947142*8760*750)/1000;
for(i=1; i<=periodos; i++)
{
U0[i]=(U0[periodos+1]*PC[i])/100;
P[i]=(U0[i]*1000)/(Ce[i]*u*T[i]);
V1[i+1]=V1[i]+A0[i]-U0[i];
Q[i]=U0[i]/T[i];
fprintf(datos, "\t%d", i);
fprintf(datos, "\t%f", U0[i]);
fprintf(datos, "\t%f", V1[i+1]);
fprintf(datos, "\t%f", P[i]);
fprintf(datos, "\t%f", Q[i]);
fprintf(datos, "\t%f", hprom[i]);
fprintf(datos, "\t%f", Ce[i]);
printf("\n\n El turbinamiento en el periodo %d es %f
Mm3", i, U0[i]);
printf("\n El volumen al final del periodo %d de estudio es %f
Mm3", i, V1[i+1]);
if(V1[i+1]<=NAMINO)
printf("\n Hay deficit en el embalse");
if(V1[i+1]>=NAMO)
printf("\n Hay desbordamiento en el embalse");
}
U0[periodos+1]=0;
V1[periodos+2]=0;
Pott=0;
Q[periodos+1]=0;
for(i=1; i<=periodos; i++)
{
U0[periodos+1]=U0[periodos+1]+U0[i];
Q[periodos+1]=Q[periodos+1]+Q[i];
}
```



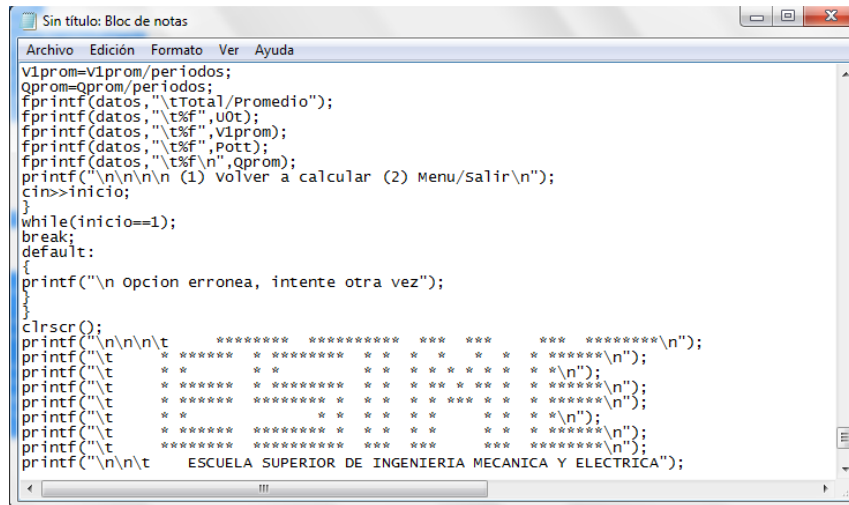
```
Pott=Pott+P[i];
V1[periodos+2]=V1[periodos+2]+V1[i+1];
}
Q[periodos+1]=Q[periodos+1]/periodos;
V1[periodos+2]=V1[periodos+2]/periodos;
fprintf(datos, "\tTotal/Promedio");
fprintf(datos, "\t%f", U0[periodos+1]);
fprintf(datos, "\t%f", V1[periodos+2]);
fprintf(datos, "\t%f", Pott);
fprintf(datos, "\t%f\n", Q[periodos+1]);
getch();
break;
case 3:
do
{
float Pmin;
clrscr();
fprintf(datos, "\n\n*** Extraccion minima ***\n");
fprintf(datos, "\tPeriodo");
fprintf(datos, "\tVolumen turbinado [Mm3]");
fprintf(datos, "\tVolumen final [Mm3]");
fprintf(datos, "\tEnergia [GWh]");
fprintf(datos, "\tCaudal [Mm3/h]");
fprintf(datos, "\tAltura promedio [msnm]");
fprintf(datos, "\tConsumo especifico [m3/s/kwh]\n");
printf("\t*** Extraccion minima ***");
printf("\n\n A que porcentaje de la potencia efectiva opera
cada unidad en el periodo?");
cin>>Pmin;
printf("\n Cuantas unidades se tienen en operacion en el
periodo?");
cin>>u;
Pu=(Pmin*375*u)/100;
U0[periodos+1]=(2.46947142*8760*Pu)/1000;
Pott=0;
Qprom=0;
U0t=0;
V1prom=0;
for(i=1;i<=periodos;i++)
{
U0[i]=(U0[periodos+1]*PC[i])/100;
P[i]=(U0[i]*1000)/(Ce[i]*u*T[i]);
Q[i]=U0[i]/T[i];
V1[i+1]=V1[i]+A0[i]-U0[i];
Pott=Pott+P[i];
U0t=U0t+U0[i];
V1prom=V1prom+V1[i+1];
Qprom=Qprom+Q[i];
fprintf(datos, "\t%d", i);
fprintf(datos, "\t%f", U0[i]);
fprintf(datos, "\t%f", V1[i+1]);
fprintf(datos, "\t%f", P[i]);
fprintf(datos, "\t%f", Q[i]);
fprintf(datos, "\t%f", hprom[i]);
fprintf(datos, "\t%f\n", Ce[i]);
printf("\n\n El turbinamiento en el periodo %d es %f
Mm3", i, U0[i]);
printf("\n El volumen al final del periodo de estudio %d es %f
Mm3", i, V1[i+1]);
if(V1[i+1]<=NAMINO)
printf("\n Hay deficit en el embalse");
if(V1[i+1]>=NAMO)
printf("\n Hay desbordamiento en el embalse");
}
}
```

```
V1prom=V1prom/periodos;
Qprom=Qprom/periodos;
fprintf(datos, "\tTotal/Promedio");
fprintf(datos, "\t%f", U0t);
fprintf(datos, "\t%f", V1prom);
fprintf(datos, "\t%f", Pott);
fprintf(datos, "\t%f\n", Qprom);
printf("\n\n (1) Volver a calcular (2) Menu/Salir\n");
cin>>inicio;
}
while(inicio==1);
break;
case 4:
do
{
clrscr();
fprintf(datos, "\n\n*** Volumen a turbinar fijo ***\n");
fprintf(datos, "\tPeriodo");
fprintf(datos, "\tVolumen turbinado [Mm3]");
fprintf(datos, "\tVolumen final [Mm3]");
fprintf(datos, "\tEnergia [GWh]");
fprintf(datos, "\tCaudal [Mm3/h]");
fprintf(datos, "\tAltura promedio [msnm]");
fprintf(datos, "\tConsumo especifico [m3/s/kwh]\n");
printf("\t*** Volumen a turbinar fijo ***");
printf("\n\n Cual sera el turbinamiento en Mm3 durante el
periodo?");
cin>>U0[periodos+1];
Pott=0;
Qprom=0;
U0t=0;
V1prom=0;
for(i=1;i<=periodos;i++)
{
U0[i]=(U0[periodos+1]*PC[i])/100;
Pu=(U0[i]*1000)/(T[i]*u*Ce[i]);
Q[i]=U0[i]/T[i];
fprintf(datos, "\t%d", i);
fprintf(datos, "\t%f", U0[i]);
printf("\n La energia entregada por unidad en el periodo %d es
%f GWh", i, Pu);
if (Pu>375)
{
printf("\n La potencia generada excede la potencia de las
unidades");
}
V1[i+1]=V1[i]+A0[i]-U0[i];
Pott=Pott+Pu;
U0t=U0t+U0[i];
V1prom=V1prom+V1[i+1];
Qprom=Qprom+Q[i];
fprintf(datos, "\t%f", V1[i+1]);
fprintf(datos, "\t%f", Pu);
fprintf(datos, "\t%f", Q[i]);
fprintf(datos, "\t%f", hprom[i]);
fprintf(datos, "\t%f\n", Ce[i]);
printf("\n El volumen al final del periodo de estudio %d es %f
Mm3", i, V1[i+1]);
if(V1[i+1]<=NAMINO)
printf("\n Hay deficit en el embalse");
if(V1[i+1]>=NAMO)
printf("\n Hay desbordamiento en el embalse");
}
V1prom=V1prom/periodos;
```




Figura C.2.1. Icono de Turbo C++

Ya instalado el programa, se abre un bloc de notas (Figura C.2.2), se copia y se pega el código fuente del programa.



```
Sin título: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
V1prom=V1prom/periodos;
Qprom=Qprom/periodos;
fprintf(datos, "tTotal/Promedio");
fprintf(datos, "t%f", u0t);
fprintf(datos, "t%f", v1prom);
fprintf(datos, "t%f", Pott);
fprintf(datos, "t%f\n", Qprom);
printf("\n\n\n (1) Volver a calcular (2) Menu/Salir\n");
cin>>inicio;
}
while(inicio==1);
break;
default:
{
printf("\n opcion erronea, intente otra vez");
}
}
clrscr();
printf("\n\n\n\t *****\n");
printf("\t *****\n");
printf("\t *****\n");
printf("\t *****\n");
printf("\t *****\n");
printf("\t *****\n");
printf("\t *****\n");
printf("\n\n\t ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA");
```

Figura C.2.2. Bloc de notas

Se guarda el programa (Figura C.3.3), Archivo/Guardar como...

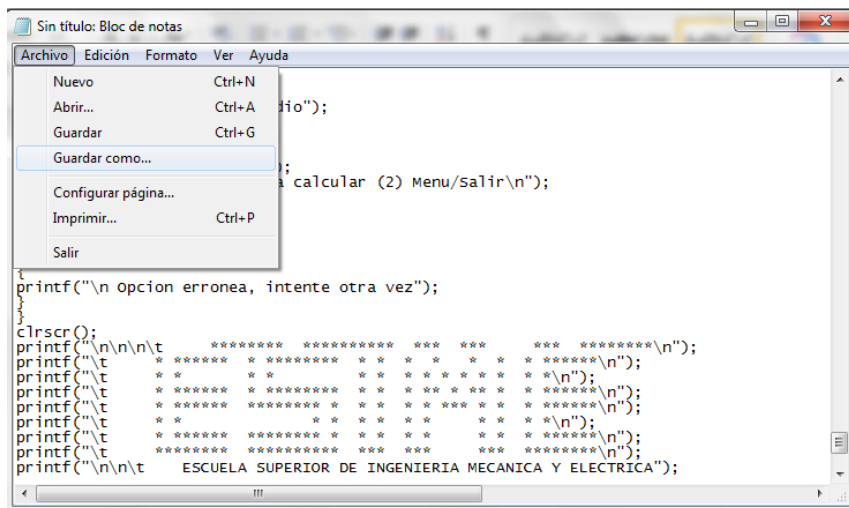


Figura C.3.3. Bloc de notas/Guardar

Seleccionamos el lugar donde lo queremos guardar (Figura C.2.4), escribimos el nombre del programa y se coloca la extensión CPP (TESIS.CPP)

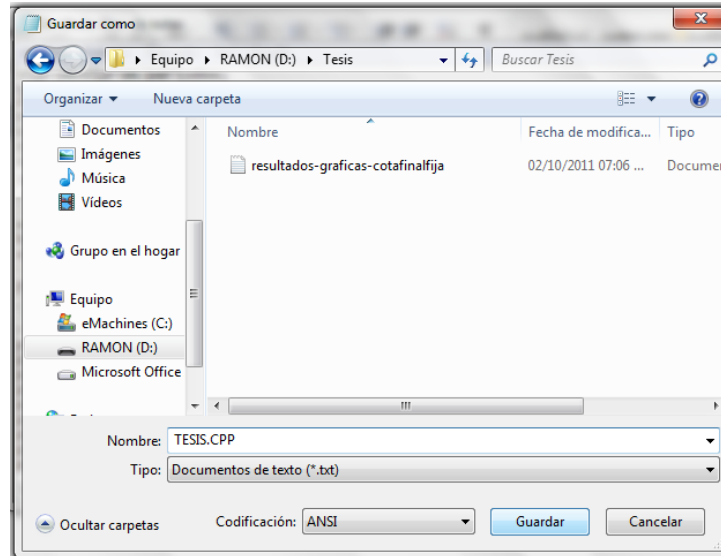


Figura C.2.4. Manu/Guardar como

Una vez realizado lo anterior, buscamos el archivo y lo abrimos. Al abrir el archivo se abrirá el compilador y aparecerá la siguiente pantalla (Figura C.2.5)

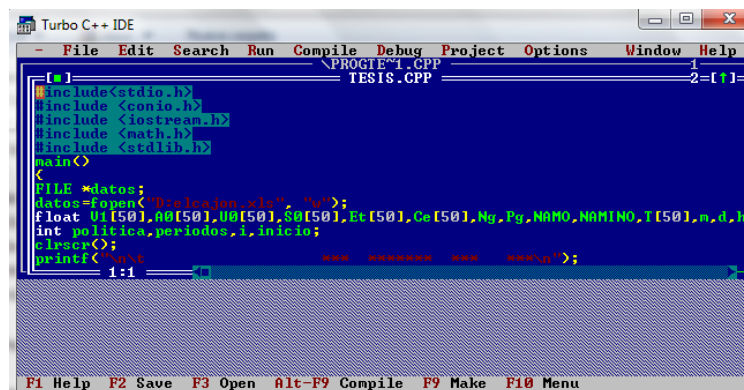


Figura C.2.5. Ventana Turbo C++ IDE

Lo siguiente es compilar y correr el programa oprimiendo Ctrl+F9

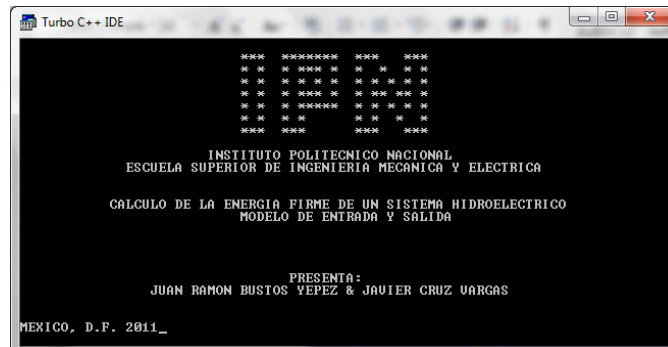


Figura C.2.6. Ventana/inicio del programa

De esta forma es en la que se accede al programa en el cual se realizan las simulaciones (Figura C.2.6), para indicarle una instrucción al programa es necesario presionar la tecla “enter” como ingresar algún dato que solicite el programa o simplemente para pasar a la siguiente ventana

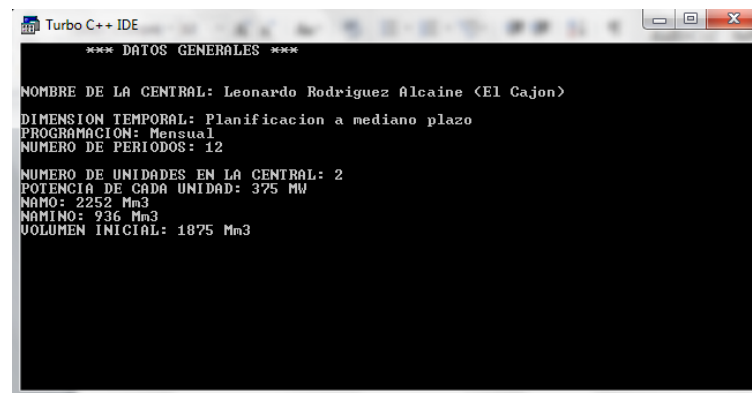


Figura C.2.7. Ventana/datos generales de la central

Al ingresar al menú en donde están las cinco reglas de operación (Figura C.2.8), se coloca el número correspondiente a la regla de operación en la cual se desea realizar el cálculo y se presiona “enter”

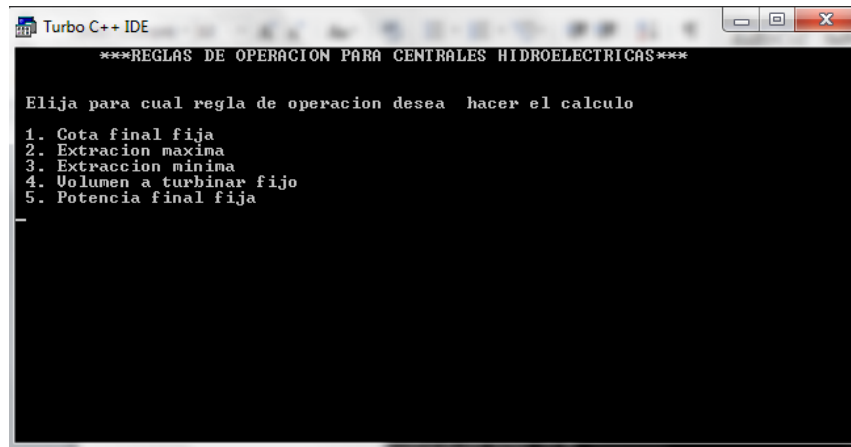


Figura C.2.8. Ventana/Menú

Por ejemplo, si se desea realizar el cálculo con la regla de operación de Cota final fija se presiona 1 y posteriormente “enter”, Figura C.2.9.

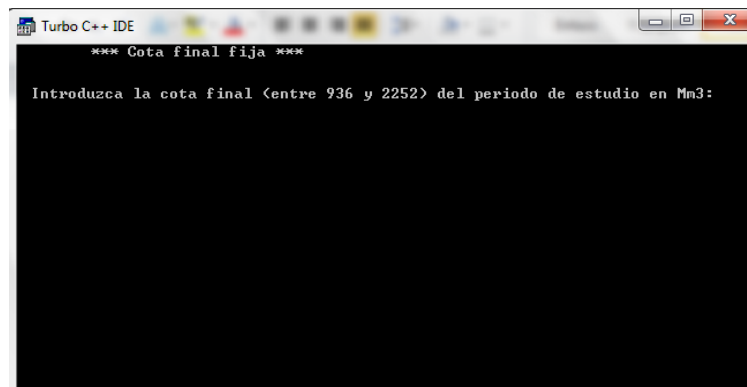


Figura C.2.9. Ventana/Regla de operación

Dependiendo de la regla de operación son los datos que pide en pantalla el programa, se coloca el dato que se solicita en la pantalla y se oprime “enter” para que el programa realice el cálculo. Después, el programa da la opción de regresar al menú ó salir del programa y de volver a realizar el cálculo (oprimiendo 2 ó 1 seguido de “enter” respectivamente) como se muestra en la Figura C.2.10.

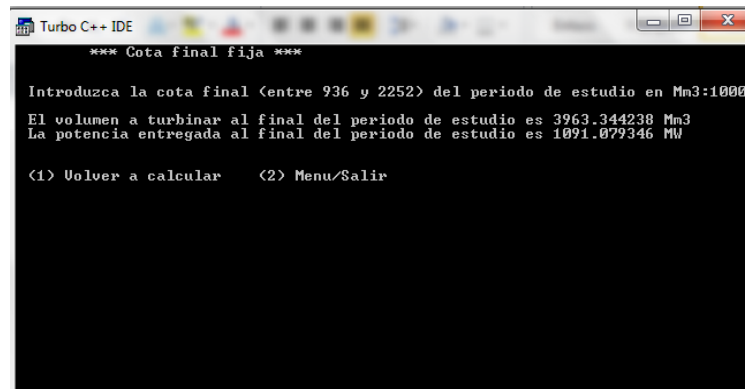


Figura C.2.10. Ventana/Volver a calcular, Menú-Salir

Si se oprime 1 se vuelve a realizar el cálculo con la misma regla de operación; si se oprime 2 el programa se sale de la regla de operación seleccionada y guarda los datos de los cálculos en un archivo en Excel llamado ELCAJON.xls. Dentro de esa misma ventana se tienen dos opciones: regresar al menú en donde están las cinco reglas operación ó salir del programa (Figura C.2.11).

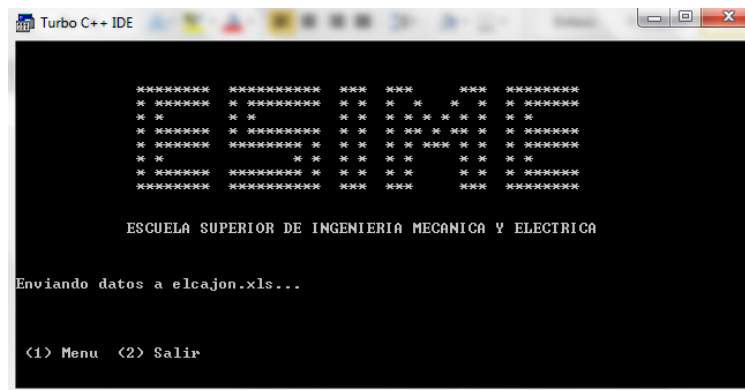


Figura C.2.11. Ventana/Menú-Salir

Para salir definitivamente del programa se oprime Alt+x, es necesario realizar esta operación para que el archivo que creó el programa guarde todos los datos de la simulación y para este sea creado correctamente.



Notas:

- El archivo que crea el programa está direccionado para ser guardado en la unidad de disco extraíble D (unidad de almacenamiento masivo USB).
- Si no se direcciona el archivo, busque dentro de la carpeta del programa instalado en su computadora, dentro de la carpeta TC y después dentro de la carpeta llamada BIN (TC/BIN/ELCAJON.xls).
- Si desea que el archivo creado por el programa sea guardado en otra unidad de almacenamiento es necesario editar la línea del programa "datos=fopen("D:elcajon.xls", "w");" y sustituir la letra de la unidad por la que usted seleccione, por ejemplo; si desea guardar el archivo en la unidad C la línea del código fuente quedaría de la siguiente forma

datos=fopen("C:elcajon.xls", "w");

Para poder modificar esta línea se oprime el botón secundario del mouse (clic derecho) sobre el archivo TESIS.CPP y se selecciona "Editar", se abre el bloc de notas y de esa forma se cambia la línea del código fuente. Es importante guardar los cambios realizados en el código fuente antes de compilarlo y correrlo para que estos surjan efecto en la simulación.

Siguiendo el mismo procedimiento se pueden cambiar los datos iniciales para la simulación como las aportaciones $AO[i]$, altura promedio $h_{prom}[i]$, número de unidades u , potencia por unidad generadora P_u , volumen inicial $V1[1]$, etcétera.

- Los datos iniciales para la simulación fueron guardados directamente como una constante dentro del código fuente del programa para que no tengan que ser ingresados cada vez que se inicie el programa.