

Despacho de Unidades en una Central Hidroeléctrica Utilizando Programación Dinámica

S. Peña

S. Santiana

Centro Nacional de Control de Energía - CENACE

Resumen - El problema de la programación de las unidades de una central hidroeléctrica se vuelve complicado cuando el recurso hídrico almacenado presenta otras prioridades antes que la generación de energía eléctrica, estas prioridades pueden ser: regadíos, control de inundaciones, abastecimiento de agua potable, trasvases de un río a una presa, provisión de agua a otros embalses, los cuales afectan la operación de la central para atender la demanda de energía y otras restricciones eléctricas del sistema.

Con el propósito de optimizar el abastecimiento de la demanda de potencia y energía, en el corto plazo respetando las características y restricciones del embalse en cuanto a cotas máximas y mínimas de operación en función de las prioridades mencionadas, la programación de las unidades debe ser establecida por el Administrador del Mercado Eléctrico.

El presente trabajo, presenta una propuesta de cálculo, para determinar la operación horaria de unidades de una central hidroeléctrica, cuyo recurso energético disponible debe ser administrado en el despacho diario de generación, considerando restricciones de producción y el cumplimiento del objetivo principal que es la minimización de número de arranques de las unidades.

El desarrollo de la propuesta se lo realizara utilizando el método de programación dinámica, para la obtención de soluciones factibles que permitan aplicar conceptos de optimización en la administración del recurso hídrico en centrales hidroeléctricas con regulación anual, existentes y futuras en el país.

1. INTRODUCCIÓN

La dependencia de la economía moderna de energía, en especial la eléctrica, requiere el uso más racional y efectivo por la sociedad de recursos energéticos, principalmente los no renovables.

La necesidad de optimizar la explotación de recursos naturales tiene como finalidad incrementar la

energía firme del sistema. En sistemas hidroeléctricos hay una fuerte interdependencia operativa entre las centrales y la misma cuenca hidrográfica. Por otro lado, la generación térmica es el respaldo de la energía hidroeléctrica en sistemas hidrotérmico permitiendo así una mayor confiabilidad en posibles ocurrencias de situaciones hidrológicas desfavorables.

El uso eficiente de las unidades en una central hidroeléctrica permite extender la vida útil de las maquinas, por consiguiente se reduce el número de mantenimientos y se obtiene mayor tiempo de disponibilidad en las unidades de generación.

2. COSTOS DE ARRANQUE DE LAS UNIDADES EN LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Para la cuantificación del costo de arranque en unidades, se identifica cinco aspectos que ocasionan gastos de puesta en marcha:

- Pérdida de agua durante el mantenimiento.
- Desgaste de los devanados debido a los cambios de temperatura durante el arranque de las unidades.
- Desgaste de los equipos mecánicos durante el arranque de las unidades.
- Anomalías en el equipo de control.
- Pérdida de agua durante el arranque.

El costo de la pérdida de agua durante el mantenimiento según un informe interno en una de las empresas productoras de energía es de \$ 10 por cada arranque. Los arranques acortan la vida útil de los devanados, debido a esta reducción de la vida útil el tiempo de mantenimiento se realizará con más frecuencia. Durante el período de mantenimiento de la central, las unidades no pueden ser explotadas de la forma habitual, lo que significa que el agua se perderá.

El aumento del costo de mantenimiento de los devanados se genera debido a la competencia y creación de nuevas empresas con un costo \$ 125 por el arranque de una unidad. Esto se basa en el supuesto de que un cambio de las bobinas costará alrededor de \$ 3,3 millones de USD.

El aumento del costo por mantenimiento de equipo mecánico, considera si es que el mantenimiento de equipos mecánicos y bobinas están previstas para ser realizadas al mismo tiempo, los gastos del equipo mecánico no serían tan elevados. Sin embargo, si el mantenimiento se lleva a cabo de manera emergente, este costo puede ser mucho mayor.

El costo de un mal funcionamiento en el equipo de control da origen a gastos de personal y gastos de indisponibilidad de unidades. Los gastos de personal son los costos de enviar un técnico a la planta con el fin de reparar el mal funcionamiento. Este tipo de trabajo es a menudo más de un trabajo y los costos deben incluir los salarios, los impuestos sobre la nómina y el transporte. Una justa estimación de este costo es de aproximadamente \$ 70 por hora.

El costo de la pérdida de agua es generalmente pequeño.

De lo anterior se concluye lo siguiente:

El costo de arranque dependerá de la potencia nominal de la unidad y en la tabla 1 se resume el costo de arranque de las unidades.

Tabla 1: Costos de arranque en unidades de generación hidroeléctrica

<i>Potencia Nominal (MW)</i>	<i>Costo de Arranque (\$)</i>	<i>Observación</i>
20 - 50	70	El costo también dependerá del número de unidades en la central.
50 - 60	130	Este costo dependerá linealmente sobre la potencia nominal de la unidad.
80 - 110	200 - 270	

3. PROGRAMACIÓN DINÁMICA.

Es un procedimiento matemático que permite, descomponer el problema original en sub-problemas de menor tamaño para encontrar una solución factible. Este método es utilizado frecuentemente en problemas que envuelven decisiones en secuencia y que estén inter-relacionadas con el tiempo, que no pueden ser resueltos matemáticamente por problemas de linealidad en las funciones matemáticas involucradas.

Una de las técnicas adoptada para resolver problemas de programación dinámica es la de

camino más corto y consiste en dividir el problema en etapas, en vez de considerar un solo problema, se requiere una política de decisión en cada uno de ellos.

Una etapa se define como parte del problema que posee un conjunto de alternativas mutuamente excluyentes de las cuales será seleccionada la mejor alternativa. Las diferentes alternativas que constituyen una etapa son los estados.

En general los estados son diferentes condiciones posibles en que un problema puede encontrar en cada etapa de su solución. El número de estados define también el número de estimaciones que debe ser realizado en cada etapa. El aumento de número de estados en cada etapa exigirá también mayor tiempo de cálculo.

La política de decisión óptima está basada en la relación recursiva para determinar el estado de la próxima etapa. A través del conocimiento del estado actual del sistema que expresa toda la información sobre el comportamiento anterior define el estado de la próxima etapa a transitar. De esta manera se asegura que el problema de optimización sea completo.

Para el despacho de unidades podemos identificar como etapa la hora t y como variable de estado el número de máquinas despachadas n para atender la generación programada d_t , el costo de arranque asociado al número de máquinas en operación constituye el costo elemental relativo.

El problema de despacho posee más de un origen debido a la generación programada de la primera hora que puede ser atendida por más de una máquina. También puede tener más de un destino, debido a la generación programada de la última hora que puede ser atendida con distinto número de unidades de la central.

La dimensión de estados en cada etapa está definida por el número máximo y mínimo posibles de máquinas despachadas para atender la generación programada.

En el siguiente ejemplo se explica la determinación de los estados y etapas para el despacho de unidades.

Se tiene una generación programada para 4 horas igual a $d_1=1400$ MW, $d_2=2800$ MW, $d_3=3300$ MW, $d_4=2000$ MW, para los cuales se dispone de 7 máquinas cuyos límites permitidos de generación están definidos en la tabla 1.1 para diferente número de unidades.

Tabla 2: Operación de las unidades en función de potencias mínimas y máximas

# unidades	1	2	3	4	5	6	7
Pot. Máx MW	735	1470	2200	2923	3635	4346	5154
Pot. Mín. MW	456	913	1370	1826	2282	2734	3180

Con los valores de generación programada horaria y los límites permitidos de generación determinamos los números máximos y mínimos de unidades posibles en atender la generación programada horaria que se resume en la tabla 3, por ejemplo para $d_i=1400$ no se puede abastecer con una unidad en línea por lo que el número mínimo de unidades son 2 máquinas, para el número máximo de unidades utilizamos como referencia la potencia mínima si observamos con 4 unidades en línea lo mínimo que se puede generar es 1826 MW que es una potencia excesiva para el objetivo de tal forma que el número máximo de unidades son 3 máquinas con 1470 para la demanda 1 de 1400 MW.

En la siguiente tabla se resume las unidades máximas y mínimas para las 4 horas.

Tabla 3: Número de unidades de operación para la demanda de cada período

Demanda de energía por período	1400	2800	3300	2000
# máximo unidades	3	6	7	4
# mínima unidades	2	4	5	3

En cada hora se determinan los estados posibles para satisfacer la generación programada y se generan los posibles caminos para el despacho de unidades.

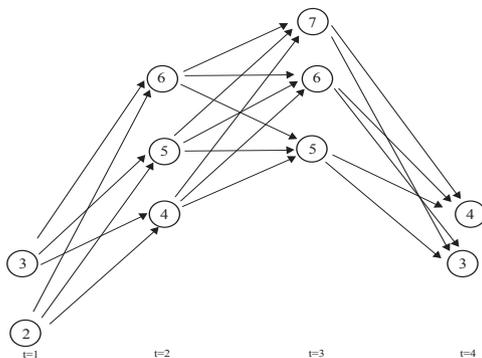


Figura 1: Representación de los estados de operación del ejemplo.

La transición de cambio de etapa de una hora a otra esta asignada por el costo de arranque de las unidades, así se determinara el camino óptimo para el despacho, en la figura 1 se ilustra los posibles caminos de despacho de las unidades.

Se evalúa los caminos posibles considerando los costos de arranque al pasar una etapa a otra y se determina el camino óptimo.

Se considera un costo de arranque de 100\$. A continuación se presentan en la tabla adjunta los caminos formados en las cuatro etapas y su respectivo costo de arranque en cada camino.

Tabla 4: Caminos formados en las 4 etapas

Camino	Número de etapas				Costo de arranque (\$)
	1	2	3	4	
1	2	4	5	3	300
2	2	4	5	4	300
3	2	4	6	3	400
4	2	4	6	4	400
5	2	4	7	3	500
6	2	4	7	4	500
7	2	5	5	3	300
8	2	5	5	4	300
9	2	5	6	3	400
10	2	5	6	4	400
11	2	5	7	3	500
12	2	5	7	4	500
13	2	6	5	3	400
14	2	6	5	4	400
15	2	6	6	3	400
16	2	6	6	4	400
17	2	6	7	3	500
18	2	6	7	4	500
19	3	4	5	3	200
20	3	4	5	4	200
21	3	4	6	3	300
22	3	4	6	4	300
23	3	4	7	3	400
24	3	4	7	4	400
25	3	5	5	3	200
26	3	5	5	4	200
27	3	5	6	3	300
28	3	5	6	4	300
29	3	5	7	3	400
30	3	5	7	4	400
31	3	6	5	3	300
32	3	6	5	4	300
33	3	6	6	3	300
34	3	6	6	4	300
35	3	6	7	3	400
36	3	6	7	4	400

Como se puede observar se tiene 36 caminos de donde el camino óptimo lo determina el menor costo de transición acumulado para este caso se varias soluciones con un valor mínimo de 200 \$.

Entonces el resultado óptimo es el camino # 25.

Tabla 5: Resultado camino óptimo

Camino	Número de etapas				Costo de arranque
	1	2	3	4	
25	3	5	5	3	200

A continuación se presenta el número de unidades a operar para las 4 etapas.

Etapa 1: 3 unidades
 Etapa 2: 5 unidades
 Etapa 3: 5 unidades
 Etapa 4: 3 Unidades

Con un costo arranque de 200 \$.

4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

En las centrales hidroeléctricas de múltiples usos, existen prioridades para cada uso, por lo que se debe cumplir estrictamente con la asignación energética diaria para la producción de energía eléctrica. El despacho de las unidades de generación requiere considerar el beneficio de preservar la vida útil de las unidades por medio de la minimización de arranques y variaciones de carga en las máquinas.

La energía diaria asignada para la producción de energía eléctrica depende de los resultados obtenidos en las simulaciones de mediano plazo, estos resultados contemplan escenarios hidrológicos, demanda mensual del sistema, mantenimientos programados en el periodo anual en la central que se analice.

El despacho diario de las unidades de generación requiere el ingreso de parámetros como nivel del embalse en m.s.n.m, número de unidades disponibles, mantenimiento de la(s) unidad(es) dentro de las 24 horas, condición inicial de operación de la(s) unidad(es).

Los parámetros que se calculan partiendo de los datos ingresados son: potencia máxima disponible, caudal turbinado, caída líquida neta.

Para la resolución del problema se plantea la siguiente formulación:

$$\min z = \sum_{i=1}^{24} CA * B$$

s.a.

$$Ed - U_{min} \leq \sum_{i=1}^{24} P_i \leq Ed + U_{max}$$

$$P_{19} = n_{19 \text{ disp}} * U_{max} \quad P_{20} = n_{20 \text{ disp}} * U_{max}$$

$$P_{21} = n_{21 \text{ disp}} * U_{max}$$

Se considera que:

$$U_{max} = f(Ct)$$

$$U_{min} \leq U \leq U_{max}$$

$$B = 1 \quad \text{si } (n_{i+1} - n_i) > 0$$

$$B = 0 \quad \text{si } (n_{i+1} - n_i) \leq 0$$

$$P_i = n_i * U$$

$$n_{max} = n_i \text{ disp}$$

CA = Costo de arranque de 1 unidad de generación

n_i = número de unidades en el periodo i

P_i = Potencia de la central en el periodo i [MW]

U = Potencia de la una unidad [MW]

$n_{i \text{ disp}}$ = número de unidades disponibles en el periodo i

U_{max} = Potencia máxima de 1 unidad [MW]

U_{min} = Potencia mínima de 1 unidad [MW]

Ct = cota del embalse [m. s. n. m]

Ed = Energía demanda diaria [MWh]

B = variable binaria

5. APLICACIÓN AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Se ha considerado a la Central hidroeléctrica Marcel Laniado para la metodología planteada.

El Embalse Daule Peripa, tiene una capacidad de almacenamiento de 6000 millones de metros cúbicos de agua. El nivel máximo de este reservorio es de 85,50 m.s.n.m. y el nivel mínimo es 75,00 m.s.n.m. El agua almacenada en el embalse Daule Peripa es utilizada por la Central Marcel Laniado de Wind, para la generación de energía eléctrica, garantizando además, los usos para riego, agua potable, control de salinidad y control de inundaciones en la cuenca del Daule hasta la población de Santa Lucia.

La Presa Daule Peripa permite controlar y regular las avenidas que ocurren en el embalse, aportando en el control de inundaciones en la cuenca aguas abajo

de la presa hasta el sector de La Capilla cercano a la población de Santa Lucia.

La operación del embalse se enfoca principalmente en el cumplimiento de los usos consuntivos de Proyecto de Propósito Múltiple y en la optimización del manejo energético de la Central Marcel Laniado de Wind a lo largo del año, pero como es de conocimiento general en el ámbito eléctrico este proceso es el resultado de una planificación dentro de la cual se consideran los objetivos y los factores que influyen en el proceso. De manera que para la operación del embalse es necesario establecer consignas o premisas energéticas a corto plazo tomando en consideración la producción energética es una variable libre.

Los objetivos de almacenamiento para el embalse Daule Peripa son los siguientes:

- Almacenar agua para regar 50 000 hectáreas de tierras ubicadas entre las poblaciones Petrillo y Colimes, en el valle bajo del río Daule.
- Trasvasar aguas del río Daule a la Península de Santa Elena, con la finalidad de incorporar al desarrollo agrícola aproximadamente 42 000 hectáreas y para el consumo humano, la industria y la pesca.
- Controlar las inundaciones, mediante la retención del volumen correspondiente a crecientes de hasta 25 años de recurrencia, que se producen en el valle en los bajos del río Daule.
- Abastecer a las plantas potabilizadoras de agua en Guayaquil, Daule, Santa Lucia, Balzar y Pichincha, así como otras poblaciones ubicadas en las riberas del río Daule.
- Mantener el caudal para el control de la salinidad de los ríos Guayas y Daule.
- Mejorar la navegación en el río Daule. Como consecuencia de los caudales regulados por la presa, se tendrá un aumento del calado en el río para el tráfico fluvial durante la época seca.
- Generar energía hidroeléctrica mediante la central hidroeléctrica Marcel Laniado con una capacidad de hasta 213 MW.

Tabla 4: Propósitos del Proyecto

Riego 100 000 hectáreas	120 m ³ /s
Agua Potable	12 m ³ /s
Abatimiento de salinidad	10 m ³ /s
Requerimiento mínimo meses de estiaje	85 m ³ /s

Se considera una producción energética mensual que considera los objetivos mencionados, la misma permite determinar una producción equivalente diaria. Los parámetros necesarios para el estudio son:

Datos de ingreso a largo plazo son:

- Producción Energética mensual [GWh].
- Disponibilidad de las unidades de la central en el periodo de un mes.

Datos de ingreso de corto plazo son:

- Período de análisis: 24 horas.
- Nivel del embalse [m.s.n.m.] (dato medido a las 08:00 horas).
- Condición inicial de las unidades en operación (unidades arrancadas).
- Número de unidades disponibles.
- Costo de Arranque de una unidad [\$/].
- Período de mantenimiento diario para la unidad ó las unidades.

Los parámetros determinados con los datos ingresados son:

- Productividad [MW/m³/s].
- Caudal Turbinado [m³/s].
- Altura de pérdida de carga [m].
- Altura de restitución [m].
- Caída líquida neta [m].
- Potencia máxima disponible [MW].

Mediante datos históricos de nivel del embalse y potencia máxima se determina la ecuación nivel-potencia máxima y se obtiene la potencia máxima de las unidades.

Como criterio adoptado para la potencia mínima se considera el mínimo histórico analizado y se deja un valor constante en el análisis, no obstante este valor depende del nivel del embalse, del número de unidades disponibles, de la probabilidad hidrológica de la cuenca de los ríos que alimentan a la central y de la cota de restitución que se tenga en la central para el día que se analice, es decir, aquí se podría determinar un comportamiento matemático y su análisis requiere mayor detalle de investigación.

El dimensionamiento de los estados en cada etapa va a depender del número de unidades disponibles y de los valores de potencia mínima y máxima.

Las etapas son establecidas por el período de análisis, en este análisis se considera 24 horas de estudio, equivalente a 24 etapas.

Cabe señalar que la combinación de etapas con los estados establecidos determina el dimensionamiento del problema es decir en nuestro caso 7 estados con 24 etapas producen 1176 combinaciones, equivalentes a 1176 trayectorias definidas en el periodo de estudio.

En la metodología establecida se acota el número de trayectorias escogiendo las que cumplen con la condición de que la suma de producción en todas las etapas sea equivalente a la producción energética diaria +/- el umbral establecido por la potencia máxima de una unidad.

Para la aplicación de la programación dinámica en la central hidroeléctrica Marcel Laniado, se consideran dos casos de estudio, el Caso 1 Periodo Lluvioso y Caso 2 Período Seco.

CASO 1: PERÍODO LLUVIOSO

DATOS DE LARGO PLAZO

Producción energética mensual [GWh]= 93
Días al mes = 31

DATOS DE CORTO PLAZO (24 HORAS)

Cota del embalse [m.s.n.m]= 84,37
Número de unidades disponibles= 3
Condición inicial= 1
Costo de Arranque [\$] = 130

Los datos calculados son:

Energía demandada diaria [MWh] = 3000
Potencia máxima [MW]= 68
Potencia mínima [MW]= 50

A continuación se presentan las ecuaciones características de la central Marcel Laniado para determinar la energía disponible en las 24 horas en la central y la potencia máxima de una unidad.

$$E_{dd} = \frac{Edm * 1000}{d} [MWh]$$

$$P_d = \frac{E_{dd}}{24} [MW]$$

$$P_r = 3 * 10^{-5} * Ct^2 + 4,7 * 10^{-3} * Ct - 2,21 * 10^{-2} \left[\frac{MW}{m^3/s} \right]$$

$$Q = \frac{P_d}{P_r} [m^3/s]$$

$$A_{pc} = 2,9 * 10^{-5} * Q^2 [m] \quad Si Q > 294 [m^3/s]$$

$$A_{pc} = 4,37 * 10^{-5} * Q^2 [m] \quad Si Q > 147 [m^3/s]$$

$$A_{pc} = 12,027 * 10^{-5} * Q^2 [m] \quad Si Q > 73 [m^3/s]$$

$$A_r = 16,235 + 0,15 * Q^{0,6273} + 4,5 * Q^{0,5} [m] \quad Si Q > 250 [m^3/s]$$

$$A_r = 16 + 0,3403 * Q^{0,4977} [m] \quad Si Q < 250 [m^3/s]$$

$$C_{ln} = C_t - (A_{pc} + A_r) [m]$$

$$\eta_g = 4,45 * 10^{-5} * Q^3 - 5,4 * 10^{-3} * Q^2 + 0,36 * Q + 87 [96]$$

$$\eta_t = 7,8 * 10^{-3} * Q^3 - 0,83 * Q^2 + 44,1 * Q - 839,6 [96]$$

$$\eta_{to} = \eta_g * \eta_t [96]$$

$$P_{td} = 9,806 * 10^{-5} * Q * C_{ln} * \eta_{to} [MW]$$

$$E_d = P_{td} * 24 [MWh]$$

$$U_{max} = -5,06 * 10^4 * Ct^3 + 3,06 * 10^6 * Ct^2 - 9,9 * 10^7 * Ct + 1,3 * 10^9 [MW]$$

De donde se tiene:

E_{dd} = Energía demandada diaria [MWh]

P_d = Potencia demandada [MW]

P_r = Productividad [MW/m³/s]

Q = Caudal turbinado en la central [m³/s]

A_{pc} = Altura de pérdida de carga [m]

A_r = Altura de restitución [m]

C_{ln} = Caída líquida neta [m]

η_g = Eficiencia del generador [%]

η_t = Eficiencia de la Turbina [%]

η_{to} = Eficiencia conjunto turbina-generador [%]

P_{td} = Potencia generada en la central [MW]

E_d = Energía disponible [MWh]

U_{max} = Potencia máxima de una unidad [MW]

La potencia nominal de las unidades es de 71 MW por lo que corresponde a un costo de arranque de 130 \$ como se mencionó en el numeral 2, este costo será utilizado en la programación dinámica como el costo de transición de pasar de una etapa a otra. Según lo planteado se identifica como estado el diferente modo de operación de las unidades en la central hidroeléctrica y como etapas el número de periodos y es constante igual a 24.

En primera instancia se determina el vector estado, cada posición considera un nodo de operación, en la tabla 2.2 se presenta el número de nodos de acuerdo al modo de operación de las maquinas de la central en cada etapa de estudio.

Tabla 5: Estados en cada etapa de estudio

Estados	Observación	Potencia en MW	Número de unidades
1	unidades apagadas	0	0
2	1 unidad a potencia mínima	U _{min}	1
3	1 unidad a potencia máxima	U _{max}	1
4	2 unidades a potencia mínima	2 X U _{min}	2
5	2 unidades a potencia máxima	2 X U _{max}	2
6	3 unidades a potencia mínima	3 X U _{min}	3
7	3 unidades a potencia máxima	3 X U _{max}	3

Se forma dos vectores de estados, los estados son los puntos de generación de la central hidroeléctrica y el número de unidades que representa cada punto de generación.

Se considera en las horas de demanda punta el despacho a máxima generación, por lo que a priori se establece la operación para los periodos 19, 20 y 21 a potencia máxima, reduciendo el número de caminos de análisis a 21 periodos.

Luego se determina la energía que va ser despachada en las 21 horas restantes, a esta energía se le denominara **energía a distribuir**. La misma es igual a la energía demandada diaria restada la energía despachada en horas de demanda punta.

$$\text{Energía a distribuir} = E_{dd} - U_{max} \left(n_{19_{disp}} + n_{20_{disp}} + n_{21_{disp}} \right) [MWh]$$

Ecuación 3.2 Energía a distribuir

En donde $n_{19_{disp}}$, $n_{20_{disp}}$, $n_{21_{disp}}$ son el número de unidades disponibles para cada periodo.

En la siguiente gráfica se presentará los caminos formados para los primeros cuatro periodos, el criterio usado es el no apagar las unidades de tal forma que se evita estar maniobrando continuamente al momento de recorrer los caminos.

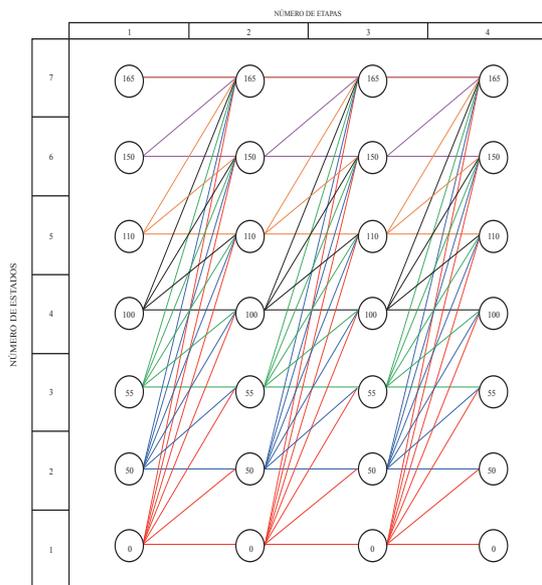


Figura 2: Estados y etapas de operación aplicación a central Marcel Laniado

Al no considerar los caminos en donde se apagan todas las unidades en los primeros cuatro periodos, se reduce el número de caminos a analizar.

Se forman los caminos en donde los nodos van a ser los estados en MW generados y se procede a recorrer todos los caminos formados, al recorrer un camino se suma los nodos recorridos y se compara con la energía a distribuir, si la diferencia entre estos valores es menor a la potencia máxima de una unidad se guarda el camino en una matriz “opciones”, esta matriz guardará todos los caminos que cumplan con la energía a distribuir.

Todos los caminos almacenados en esta matriz quedan ordenados de forma ascendente, esto quiere decir que los últimos periodos siempre van a ser mayores que los primeros esto se debe al criterio que se aplico al momento de reducir caminos.

Posteriormente los caminos de la matriz “opciones” se la organiza en una nueva matriz denominada “carga”, las dos ultimas etapas de la matriz “opciones” se ubica en los periodos 18 y 22 de la matriz “carga” de tal forma que se cubre las dos horas restantes de demanda punta. En orden descendente se ubica los periodos de la matriz “opciones” en los periodos de demanda media de la matriz “carga” y de igual forma para los periodos de demanda mínima.

Para los periodos 19, 20 y 21 se ubica un valor definido igual al despacho a máxima carga de las 3 unidades disponibles de la central hidroeléctrica, este valor es 165 MW.

Con la matriz “carga” definida, se transforma a una matriz denominada “maquinas”, esta matriz se forma comparando cada elemento de la matriz “carga” con el vector “estado” en número de unidades, de tal forma que se va reemplazando cada elemento por número de unidades equivalente en la matriz “maquinas”.

Utilizamos la función objetivo de la formulación del problema para evaluar la transición la pasar de una etapa a otra en la matriz “maquinas” teniendo como nodo inicial la condición inicial ingresada, todos los costos de transición de un camino son acumulados y se almacena en un vector denominado “costo”, el óptimo vendría a ser el menor costo de todos los valores almacenados.

Se identifica la posición del costo mínimo para ubicar en las matrices “maquinas” y “carga” que sería el despacho óptimo de unidades en MW y en número de unidades.

Entonces al ejecutar el programa con los datos ingresados se tienen los siguientes resultados:

Tabla 6: Caso1: Resultados de Operación

Hora	Despacho	# unidades
1	100	2
2	100	2
3	100	2
4	100	2
5	100	2
6	100	2
7	100	2
8	100	2
9	100	2
10	100	2
11	100	2
12	100	2
13	100	2
14	136	2
15	136	2
16	136	2
17	136	2
18	136	2
19	204	3
20	204	3
21	204	3
22	136	2
23	136	2
24	136	2

Costo de arranque (\$) 260
Energía Despachada 3000 MWh

En condiciones críticas de estiaje se puede proponer la no generación de las unidades en la central Marcel Laniado en horas de madrugada por ejemplo de 00:00 a 07:00 y la programación de 2 ó 3 unidades de 19:00 a 22:00. Cabe señalar que ante esta sugerencia de condición operativa implica la parada de la central en horas de madrugada y por consiguiente la interrupción del caudal de descarga al Rio Daule (caudal ecológico), originando en las poblaciones ribereñas bajos niveles de agua. Adicionalmente la condición señalada hace que la cota de restitución disminuya al nivel 15,49 m.s.n.m, nivel muy bajo que no permite la sumergencia del rodete en una turbina para arranque de una unidad, obligando a la apertura de las compuertas del vertedero con la cual se alcanzaría un nivel de 17,00 m.s.n.m. aún inferior al nivel de sumergencia adecuado de 17,50 m.s.n.m. y ocasionando esfuerzos eléctricos e hidráulicos que se producen en cada arranque y parada¹.

Esta particularidad ha sido considerada en la aplicación, para notar la diferencia se ha determinado un despacho sin restricción el mismo que considera la salida de la central en horas de madrugada y un

despacho con restricción el que permite la operación continua de una unidad las 24 horas del día, dando como resultado un nivel de restitución promedio de 17,5 m.s.n.m. y un caudal de descarga promedio de 104 m³/seg.², para ver la consistencia de los resultados se ha propuesto el siguiente caso en período de estiaje:

Las citas¹ y ² fueron obtenidas de la comunicación HDN-GP-002 del 08 de enero 2010.

CASO 2: PERÍODO ESTIAJE

DATOS DE LARGO PLAZO

Producción energética mensual [GWh]= 40
 Días al mes = 31

DATOS DE CORTO PLAZO (24 HORAS)

Cota del embalse [m.s.n.m]= 75,00
 Número de unidades disponibles= 2
 Condición inicial= 1
 Costo de Arranque [\$] = 130

Los datos calculados son:

Energía demandada diaria [MWh] = 1290.32
 Potencia máxima [MW]= 55
 Potencia mínima [MW]= 50

Tabla 7: Caso2: Resultados de Operación sin restricciones
Despacho sin restricciones

Hora	Despacho	# unidades
1	0	0
2	0	0
3	50	1
4	50	1
5	50	1
6	50	1
7	50	1
8	50	1
9	50	1
10	50	1
11	50	1
12	50	1
13	50	1
14	50	1
15	50	1
16	50	1
17	50	1
18	50	1
19	110	2
20	110	2
21	110	2
22	50	1
23	50	1
24	50	1

**Costo de arranque (\$) 260
Energía Despachada 1280 MWh**

**Tabla 8: Caso2: Resultados de Operación con restricciones
Despacho con restricciones**

Hora	Despacho	# unidades
1	50	1
2	50	1
3	50	1
4	50	1
5	55	1
6	55	1
7	55	1
8	55	1
9	55	1
10	55	1
11	55	1
12	55	1
13	55	1
14	55	1
15	55	1
16	55	1
17	55	1
18	55	1
19	55	1
20	55	1
21	55	1
22	50	1
23	50	1
24	50	1

**Costo de arranque (\$) 0
Energía Despachada 1285 MWh**

Como se observa en el despacho sin restricciones la unidad se apaga durante 2 horas y la energía se aprovecha con una unidad excepto en horas de período punta, situación operativa que no es conveniente para la central Marcel Laniado, mientras que en el despacho con restricciones se opera con una unidad las 24 horas del día, respetando las condiciones de riego y técnicas para la operación de la central.

6. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES.

- El estudio del costo de arranque para una central hidroeléctrica debería ser analizado y actualizado, por que determina el verdadero valor que se ahorraría la central al arrancar una unidad cada vez que el sistema eléctrico lo requiera.
- El costo de arranque para una máquina en una central hidroeléctrica es dependiente de su potencia nominal.

- Al analizar el despacho de unidades utilizando el método de la programación dinámica, se debe evitar caer en la maldición de la dimensionalidad que conlleva a la búsqueda de un resultado óptimo analizando caminos que podrían ser excluidos y que pueden ser determinados en función de las condiciones operativas de la central en estudio.
- Para el despacho de unidades se tomó como referencia la curva de demanda horaria de carga, despachando mayor generación cuando la demanda es alta.
- Para valorar los estados de operación de la central de generación en cada etapa, se consideró las ecuaciones características de la central para la determinación de la potencia máxima por unidad.
- Se sugiere usar otros puntos de operación en la central que permitan encontrar un despacho de unidades sin acotamiento a potencia máxima y mínima de generación.
- Se sugiere analizar el despacho de unidades considerando el costo marginal horario del Sistema Nacional Eléctrico que permita determinar el beneficio a la central de generación.
- Cabe mencionar que se puede ingresar indisponibilidades o mantenimientos programados en un determinado periodo dentro de las 24 horas de estudio, esto facilita a la aplicación desarrollada la eliminación de estados y etapas reduciendo el número de caminos o trayectorias y consecuentemente el tiempo de cálculo.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS

[1] Soares, S; Ohishi, T; “Operación Económica de Sistemas Hidrotérmicos”- CEAPO, Módulo 7, Unicamp, 1989.

[2] Vinueza Mariela; Coloma William; Vargas Cesar; “Simulación de la Operación del Embalse de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind” 2003.

[3] Oscullo J; Ohishi, T; Un modelo de predespacho con gerenciamiento de congestiamiento en el sistema de Transmisión” Tese de Mestre Unicamp 2002.

[4] Farias E; Ohishi T; “Um modelo de pré-despacho de Usinas hidrelétricas usando algoritmos genéticos” Tese de Mestre Unicamp 2001.



- [5] L.A.M Fortunato y otros, “Introducción al Planeamiento de Expansión y Operación de Sistemas de Producción de Energía Eléctrica”, Niteroi: Universidad Federal Fluminense, EDDF, 1990.
- [6] O. Nilsson, D. Sjelvgren, “Hydro unit start-up costs and their impact on the short term scheduling strategies of Swedish power producers”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, pp. 38-43, Febrero 1997.
- [7] Chao-an Li y otros, “Hydro unit commitment in hydro-thermal optimization”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, pp. 764-769, May 1997.
- [8] Soares, S; Salmazo, C; “Minimum loss predispach model for hydroelectric power systems”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, nº 3, pp. 1220-1228, August 1997.
- [9] Schreiber, Gerhard Paul, “Plantas Hidroeléctricas”, Sao Paulo: Edgar Blücher, 1980.
- [10] Clóvis Tadeu Salmazo, “Modelo de Optimización Electro-energético de Corto Plazo (Pre despacho) Aplicado al Sistema Copel”, Tesis de Maestría – Facultad de Ingeniería Eléctrica – Unicamp, 1997.
- [11] Hilier, F.S; Lieberman, G. F; “Introducción a la investigación operativa”, 3era edición, Mc Graw – Hill, México, 1991.
- [12] Taha, Handy A; “Investigación de operaciones”, 5ta edición, Ediciones Alfaomega, México, 1992.
- [13] Denardo, Eric V; “Dynamic Programming”, Prentice Hall, Englewood Cliffs, N.J, U.S.A.



Elvis Sonia Peña Campoverde.-

Nació en Guayaquil, Ecuador. Recibió su título de Ingeniera Eléctrica en la Escuela Superior Politécnica del Litoral en 1998, y el de Máster en Investigación Operativa Mención Sistemas Logísticos de Transporte en la Escuela Politécnica Nacional de Quito en julio 2008.

Actualmente se desempeña como Ingeniera de Planeamiento Energético Operativo en CENACE.



Santiago Eduardo Santiana

Chávez.- Nació en Quito, Ecuador el 15 de julio de 1984. Egresó de la Escuela Politécnica Nacional en el año 2009 Actualmente trabaja en la Dirección de Operaciones del Centro Nacional de Control de Energía.