

de balance de aguas sugieren un rango de pérdidas $1400 < E < 2100$ mm/año y están en concordancia con los valores medidos.

En la Selva la evaporación es menor que en otras regiones debido a la alta humedad. No se pudo definir ninguna tendencia en relación con la altura.

En los diagramas se indican los límites inferiores y superiores que definen la tendencia y el rango de la evaporación para alturas dadas. Sin embargo, debe señalarse que los valores dados están basados en las mediciones de tanque clase A y que para la estimación de la evaporación de lago debe aplicarse el valor apropiado del coeficiente K_2 .

5.2.5 Ingeniería de Recursos Hidráulicos

Una tarea fundamental en la evaluación y comparación de desarrollos hidroeléctricos alternativos es el cálculo de la potencia confiable (MW) y la producción de energía promedio anual (MWh). Además de proporcionar la base para comparaciones de costo unitarios, estos valores se requieren para analizar el rol potencial de una planta de terminada dentro del sistema total de generación. Al comparar centrales hidroeléctricas competitivas es también importante distinguir entre el potencial de energía primaria y secundaria siendo la primera de ellas de una alta confiabilidad en tanto la segunda puede estar sujeta a considerables variaciones estacionales y anuales. Los valores de la potencia confiable y las energías primaria y secundaria son una función compleja del régimen hidrológico de los caudales de entrada, del almacenamiento proporcionado en un determinado emplazamiento de proyecto, del caudal máximo de la turbina instalada, de la caída neta y de la política de operación adoptada. Para un régimen determinado y configuración de proyecto, el grado óptimo en el cual se aproveche la descarga total disponible dependerá de factores económicos que incluyan tanto el costo de construcción como las características de la demanda aplicables en un tiempo determinado.

Los métodos tradicionales para determinar la potencia confiable y la energía primaria de un proyecto potencial se sustentan en la interpretación de curvas de duración de caudales deducidos empleando datos diarios. Para desarrollos con pequeños almacenamientos utilizables para fines de regulación, el caudal de energía primaria se puede estimar directamente; por ejemplo, aquel caudal que sea igualado o excedido el 95% del tiempo. Sin embargo, en el caso general es necesario analizar los beneficios resultantes de reservorios de almacenamiento y el grado de regulación que ellos proporcionaron. El empleo de curvas de duración de caudales para tales aplicaciones tiene las siguientes ventajas:

- No se toman en cuenta las relaciones secuenciales contenidas en una secuencia de caudales determinados, esto es períodos prolongados de caudales altos o bajos (persistencia).
- No es posible calcular con precisión el potencial de entrega secundaria.

En los últimos años se ha logrado evaluar eficazmente los parámetros de potencia y energía empleando técnicas de simulación y computadores electrónicos. Sin embargo, en tanto que tales métodos están bien determinados para un número limitado de configuraciones alternativas de proyectos, e implícitamente consideran eventos secuenciales,

su aplicación a gran número de alternativas rápidamente se torna ineficaz en lo que respecta al tiempo y volumen de computación.

Las siguientes secciones describen la justificación teórica y aplicación de un método que emplea curvas adimensionales de entregas de reservorios para la estimación de primer orden de los parámetros del desempeño de proyectos relativos a la potencia y energía*.

5.2.5.1 Metodología

A fin de obtener un cálculo preliminar de los beneficios potenciales de un proyecto hidroeléctrico en términos de la potencia y energía es posible asumir un valor de la caída neta promedio y relacionar la potencia con la velocidad de entrega mediante la ecuación:

$$P = 9.81 * \eta * \bar{H} * q * 10^{-3} \quad (\text{MW})$$

donde:

η es la eficiencia de generación total

\bar{H} es la caída neta media en metros

y q es el caudal turbinado en m^3/s .

Igualmente las energías primaria y secundarias pueden deducirse de las ecuaciones siguientes:

$$E' = 9.81 * \eta * \bar{H} * q' * 8760 * 10^{-3} \quad (\text{MWh/año})$$

$$y \quad E'' = 9.81 * \eta * \bar{H} * q'' * 8760 * 10^{-3} \quad (\text{MWh/año})$$

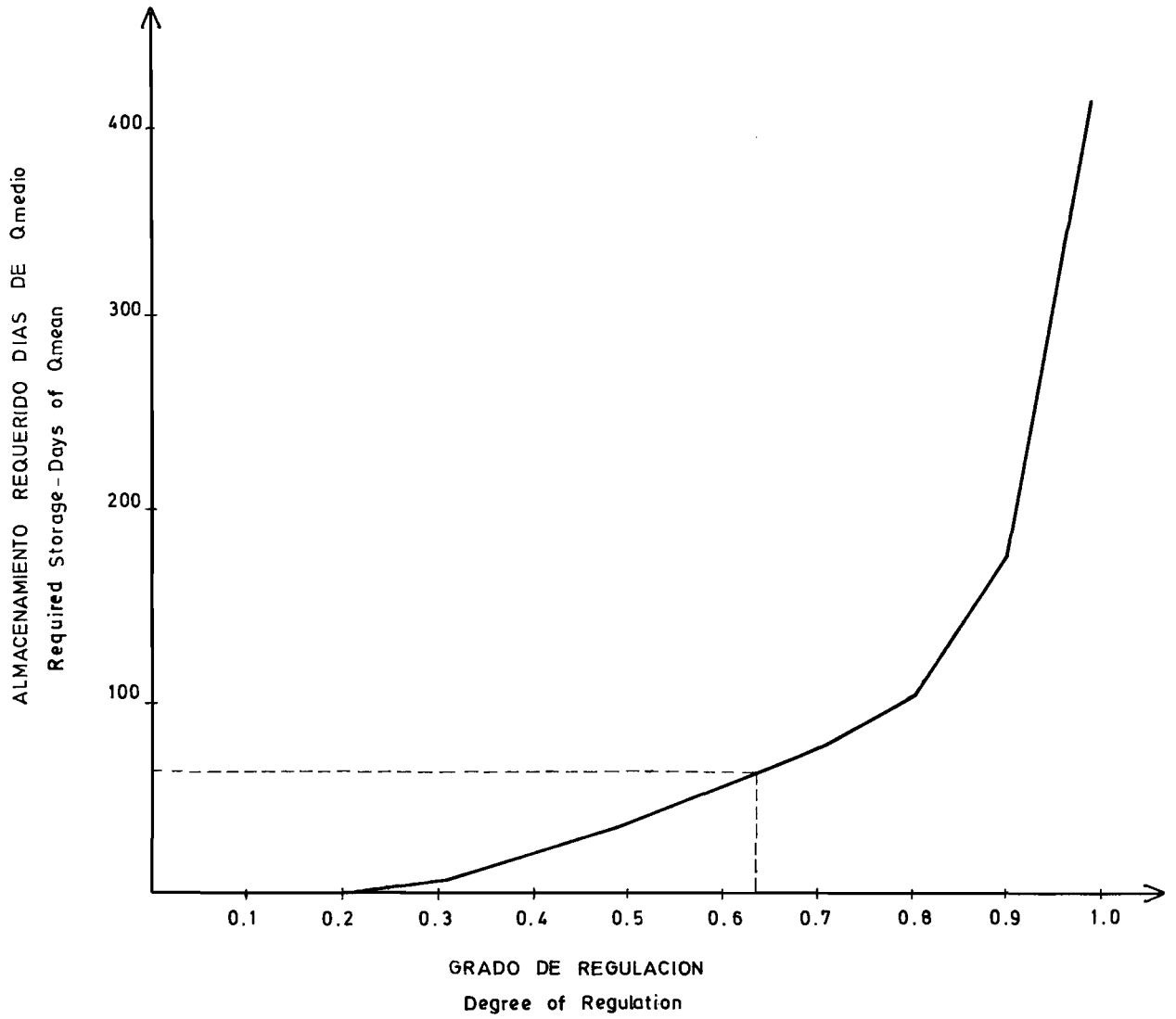
donde:

q' y q'' son el caudal primario y el caudal promedio secundario respectivamente.

5.2.5.1.1 Determinación de la entrega primaria

Las curvas de almacenamiento entrega son una herramienta básica en la evaluación de los recursos hidráulicos y relacionan, para un régimen de caudal determinado, el volumen de almacenamiento activo necesario para proporcionar un caudal continuo de finido. Si tanto el volumen de almacenamiento y la velocidad de entrega se dividen entre el caudal medio de entrada de la secuencia de diseño (Q medio) se obtiene una curva adimensional que relaciona los días de almacenamiento con el grado de regulación como se muestra en la figura 5 - 18.

* A Method for the Preliminary Estimation of the Energy and Power Potential of Individual and Interconnected Hydropower Projects. T. Wyatt.
Seminario Interamericano de Hidroelectricidad Merida, Venezuela - Agosto 1977.



EVALUACION DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO NACIONAL	CURVA DE ALMACENAMIENTO / ENTREGA	Fig. 5-18
	Storage / Yield Curve	

4

Haciendo uso de las facilidades de las computadoras actuales tal curva puede rápidamente obtenerse aplicando una rutina simple de búsqueda en conjunción con un modelo matemático (de simulación) del sistema de almacenamiento. Se ingresa a la rutina de simulación con un valor tentativo del almacenamiento activo y la secuencia de entrada es dirigida a través del modelo del sistema para determinar si se ha obtenido o no un criterio de confiabilidad determinada. Si se logra, se puede considerar un almacenamiento menor para la siguiente prueba. Inversamente, si el criterio de confiabilidad no puede ser satisfecho y se incurre en un déficit, en la siguiente evaluación se considerará un volumen de almacenamiento mayor. El proceso puede terminarse cuando se ha determinado el volumen necesario del almacenamiento dentro de un rango aceptable de precisión.

Repetiendo el proceso con valores seleccionados del grado de regulación r , ($0 \leq r \leq 1.0$), se obtiene por completo la relación almacenamiento entrega, y la interpolación lineal de la curva indica la entrega primaria que puede obtenerse para cualquier almacenamiento activo proporcionado.

5.2.5.1.2 Determinación de la entrega promedio secundario

A fin de estimar la entrega promedio secundario para una combinación determinada de almacenamiento activo y secuencia de entrada es necesario simular el desempeño del sistema cuando se opera abajo una política de control que asegura que la correspondiente entrega primaria se mantiene dentro de la necesaria confiabilidad. El propósito de tal política de control es de determinar la máxima entrega secundaria que puede ser efectuada sin riesgo alguno, en cada intervalo de tiempo sin perjudicar la habilidad del sistema para satisfacer su labor de entrega primaria en intervalos futuros.

La forma más simple de curva de control está basada en el volumen de agua mantenido en almacenamiento y compuesto por una serie de niveles de retención. La curva de control es estacionaria en el tiempo de tal modo que el volumen de agua entregado está determinado únicamente por la cantidad de agua en almacenamiento y sin asumir conocimiento alguno de futuras condiciones hidrológicas. Normalmente se adopta un intervalo de tiempo de un mes para tales curvas de control, representando así un intervalo realista en términos de la variación de las características del caudal de entrada y la programación de la operación de sistema.

En la Fig. 5 - 19 se ilustra una curva de control compuesta de 12 niveles de retención, cada uno correspondiente a un mes calendario y ésta puede obtenerse de un análisis de secuencias de bajo caudal contenidas en el registro de caudales de diseño. (El procedimiento fue desarrollado originalmente para investigar sistemas de desalinización en conjunto, una discusión más amplia ha sido dada por Mawer y Wyatt)*

* Mawer P.A. and Wyatt, T., Conjunctive Desalination in Water Resource Planning (T P 108).
The Water Resource Centre England
1974.

Haciendo uso de las facilidades de las computadoras actuales tal curva puede rápidamente obtenerse aplicando una rutina simple de búsqueda en conjunción con un modelo matemático de simulación del sistema de almacenamiento. Se ingresa a la rutina de simulación con un valor tentativo del almacenamiento activo y la secuencia de entrada es dirigida a través del modelo del sistema para determinar si se ha obtenido o no un criterio de confiabilidad determinado. Si se logra, se puede considerar un almacenamiento menor para la siguiente prueba. Inversamente, si el criterio de confiabilidad no puede ser satisfecho y se incurre en un déficit, en la siguiente evaluación se considerará un volumen de almacenamiento mayor. El proceso puede terminarse cuando se ha determinado el volumen necesario del almacenamiento dentro de un rango aceptable de precisión.

Repitiendo el proceso con valores seleccionados del grado de regulación r , ($0 \leq r \leq 1.0$), se obtiene por completo la relación almacenamiento entrega, y la interpolación lineal de la curva indica la entrega primaria que puede obtenerse para cualquier almacenamiento activo proporcionado.

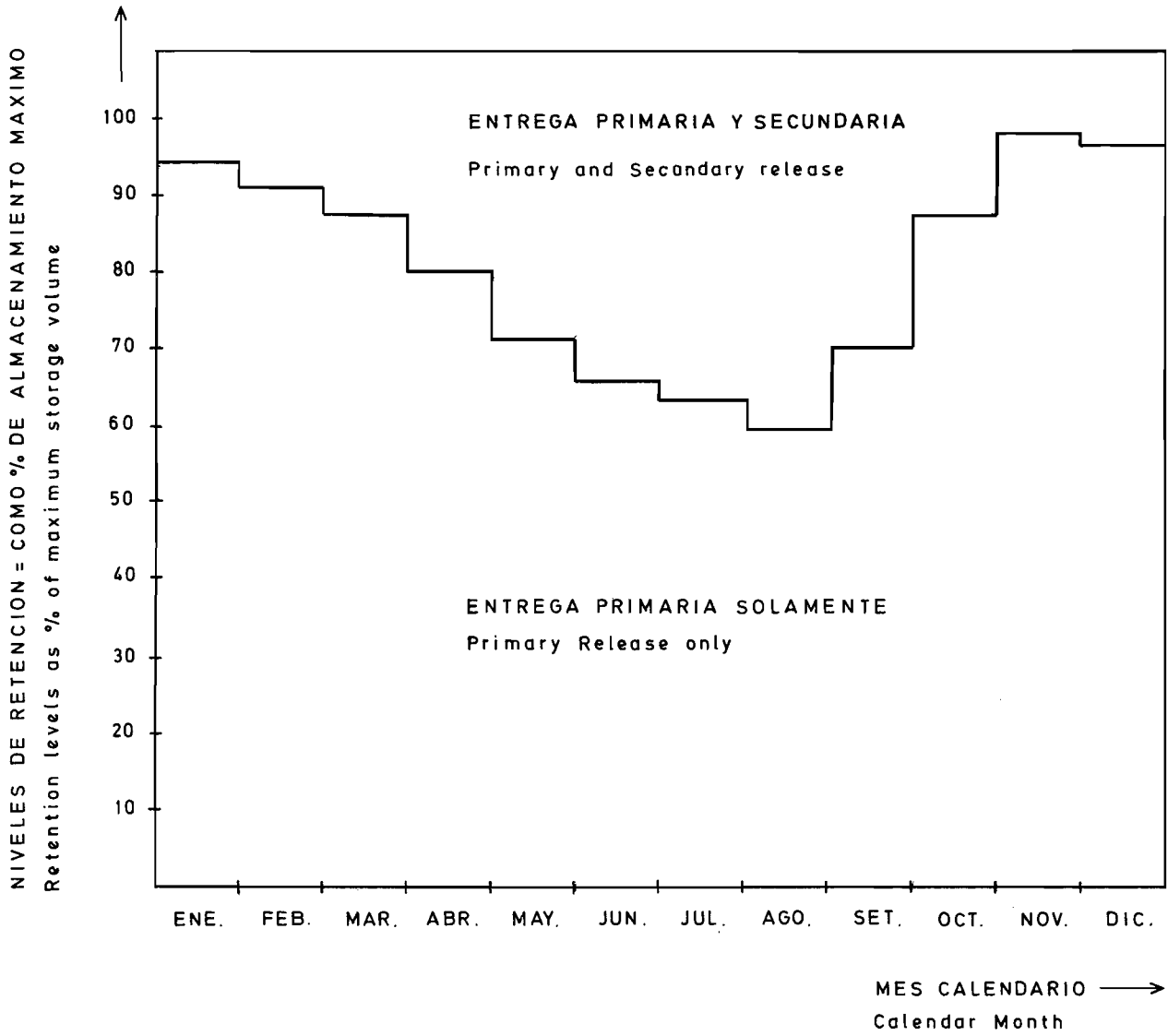
5.2.5.1.2 Determinación de la entrega promedio secundario

A fin de estimar la entrega promedio secundario para una combinación determinada de almacenamiento activo y secuencia de entrada es necesario simular el desempeño del sistema cuando se opera abajo una política de control que asegura que la correspondiente entrega primaria se mantiene dentro de la necesaria confiabilidad. El propósito de tal política de control es de determinar la máxima entrega secundaria que puede ser efectuada sin riesgo alguno, en cada intervalo de tiempo sin perjudicar la habilidad del sistema para satisfacer su labor de entrega primaria en intervalos futuros.

La forma más simple de curva de control está basada en el volumen de agua mantenido en almacenamiento y compuesto por una serie de niveles de retención. La curva de control es estacionaria en el tiempo de tal modo que el volumen de agua entregado está determinado únicamente por la cantidad de agua en almacenamiento y sin asumir conocimiento alguno de futuras condiciones hidrológicas. Normalmente se adopta un intervalo de tiempo de un mes para tales curvas de control, representando así un intervalo realista en términos de la variación de las características del caudal de entrada y la programación de la operación de sistema.

En la Fig. 5 - 19 se ilustra una curva de control compuesta de 12 niveles de retención, cada uno correspondiente a un mes calendario y ésta puede obtenerse de un análisis de secuencias de bajo caudal contenidas en el registro de caudales de diseño. (El procedimiento fue desarrollado originalmente para investigar sistemas de desalinización en conjunto, una discusión más amplia ha sido dada por Mawer y Wyatt)*

* Mawer P.A. and Wyatt, T., Conjunctive Desalination in Water Resource Planning (T P 108).
The Water Resource Centre England
1974.



(r = 0.6)

Si C_j representa el contenido del reservorio al inicio del mes j , entonces para que el reservorio no esté en déficit al fin del mes j se requiere que:

$$C_j \geq D_j - {}_1M_j$$

donde: $D_j =$ demanda del mes j

${}_1M_j =$ mínimo caudal de entrada apropiado para el mes j

Similarmente, para que el reservorio no esté en déficit al fin del mes j también se requiere:

$$C_{j-1} \geq D_{j-1} + D_j - {}_2M_j$$

$$C_{j-2} \geq D_{j-2} + D_{j-1} + D_j - {}_3M_j$$

$$C_{j-k} \geq \sum_{i=0}^k (D_{j-i}) - (k+1)M_j$$

donde:

${}_iM_j$ es el mínimo caudal de entrada probable en un período de i meses consecutivos que terminan en el mes j .

Más específicamente ${}_iM_j$ está dado por:

$${}_iM_j = \text{Min}_{\text{todo } n} \left\{ {}_i a_i^n \right\} \text{ para } 1 \leq i \leq k, 1 \leq j \leq 12$$

donde:

${}_i a_i^n$ es el caudal de entrada disponible que ocurre en los i meses consecutivos que terminan con el mes j en el año n .

Empleando las relaciones anteriores para un mes determinado j es posible calcular el mínimo contenido de reservorio C_{j-i} requerido al inicio de cada mes i , $i = 1, 2, \dots, k$, para evitar un déficit en ese mes j . Evidentemente no es suficiente considerar requisitos para evitar déficit sólo al fin del mes j , también deben investigarse los grupos de contenidos críticos C_{j-i} , $i = 1, 2, \dots, 12$ si se quieren evitar los déficits.

Las secuencias mínimas de descarga probable obtenidas del análisis anterior son por lo menos tan graves como el período crítico contenido en las secuencias de caudales de entrada consideradas, y la curva de control formada de los niveles de retención deducidos puede entonces considerarse como pesimista en ciertos casos. Dentro de esta limitación, sin embargo la curva de control es óptimo en el sentido que se minimiza el rebose y la entrega total secundaria se maximiza.

5.2.5.1.3 Variación de la entrega secundaria con la máxima capacidad de descarga

En la mayor parte de casos prácticos la máxima velocidad de entrega de un

reservorio estará sujeta a un límite superior de la capacidad de descarga. Para mantener el carácter adimensional de las curvas de entrega en términos del caudal medio de entrada, la máxima velocidad de entrega puede también expresarse como un múltiplo del Q_{medio} y denominarse el factor de capacidad instalada (FCI). Así un FCI de 2.5 indica que el límite superior de entrega primaria y secundaria es 2.5 veces el caudal medio de entrada. Evidentemente, la curva de control es únicamente una función de la entrega primaria y de la secuencia del caudal de entrada, e independiente del límite superior de la velocidad de descarga. De este modo la entrega promedio secundaria puede calcularse integrando a la rutina de simulación con la entrega primaria previamente definida, el volumen de almacenamiento y la curva de control, y el valor de FCI requerido.

La curva de control se expresa en términos de una meta final de volumen de almacenamiento mensual y se aplica en la rutina de simulación del siguiente modo. Si el almacenamiento al inicio del período de tiempo es mayor que el correspondiente nivel de retención mensual, además de la entrega primaria se hace una entrega secundaria igual a la diferencia entre los dos volúmenes pero sin sobrepasar la capacidad disponible de descarga dada por $(\text{FCI} - r) \cdot Q_{\text{medio}}$. Inversamente, si el volumen de agua presente en el almacenamiento es menor que el nivel de retención solamente se efectúa la entrega primaria especificada. Antes de considerar el siguiente intervalo de tiempo se verifica el almacenamiento en relación a la máxima capacidad de embalse para tomar en cuenta el rebose.

Simulando el desempeño del sistema con una serie de máximas capacidades de descarga es posible obtener la relación entre la entrega promedio secundario y la máxima descarga permisible. De nuevo, a fin de mantener la naturaleza adimensional de las curvas deducidas, la entrega promedio secundaria puede expresarse como fracción del Q_{medio} y los resultados pueden graficarse como se muestra en la Fig. 5 - 20.

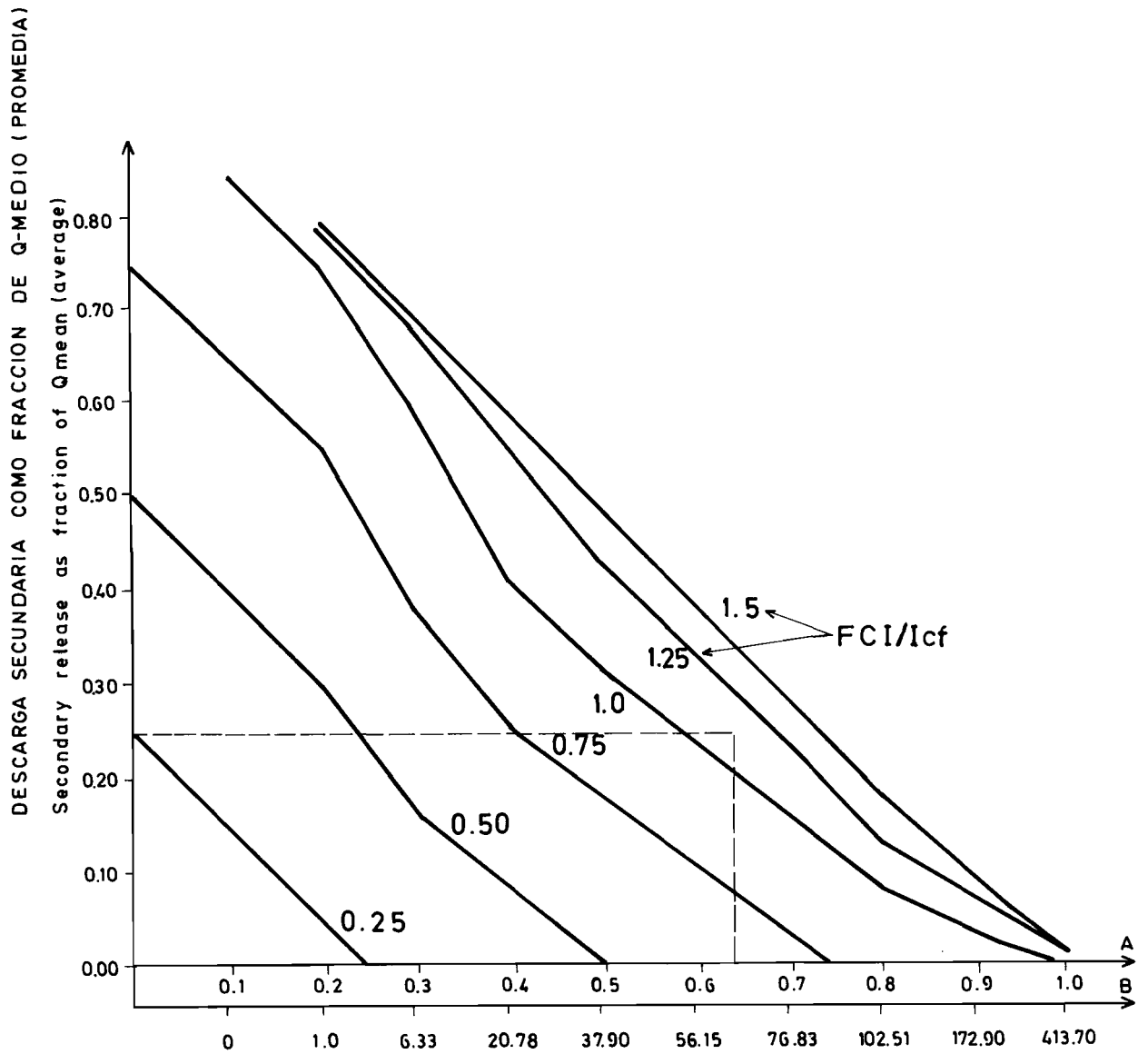
5.2.5.2 Aplicación General

Las curvas dimensionales descritas anteriormente fueron desarrolladas para facilitar la rápida evaluación de la entrega primaria y secundaria para un gran número de descargas máximas. Donde existe insuficiente información hidrológica para deducir secuencias de caudales históricas o generadas, es posible aplicarlas sobre una base regional si se pueden asumir regímenes de descarga similares y si se disponen de estimaciones del caudal medio en cada emplazamiento de proyecto. (Debe señalarse que las curvas pueden aplicarse a proyectos de recursos hidráulicos superficiales en general ya que todos los resultados están expresados en términos de entregas.)

5.2.5.3 Determinación de Curvas de Entrega de Reservorios. (Fig. 5 - 21)

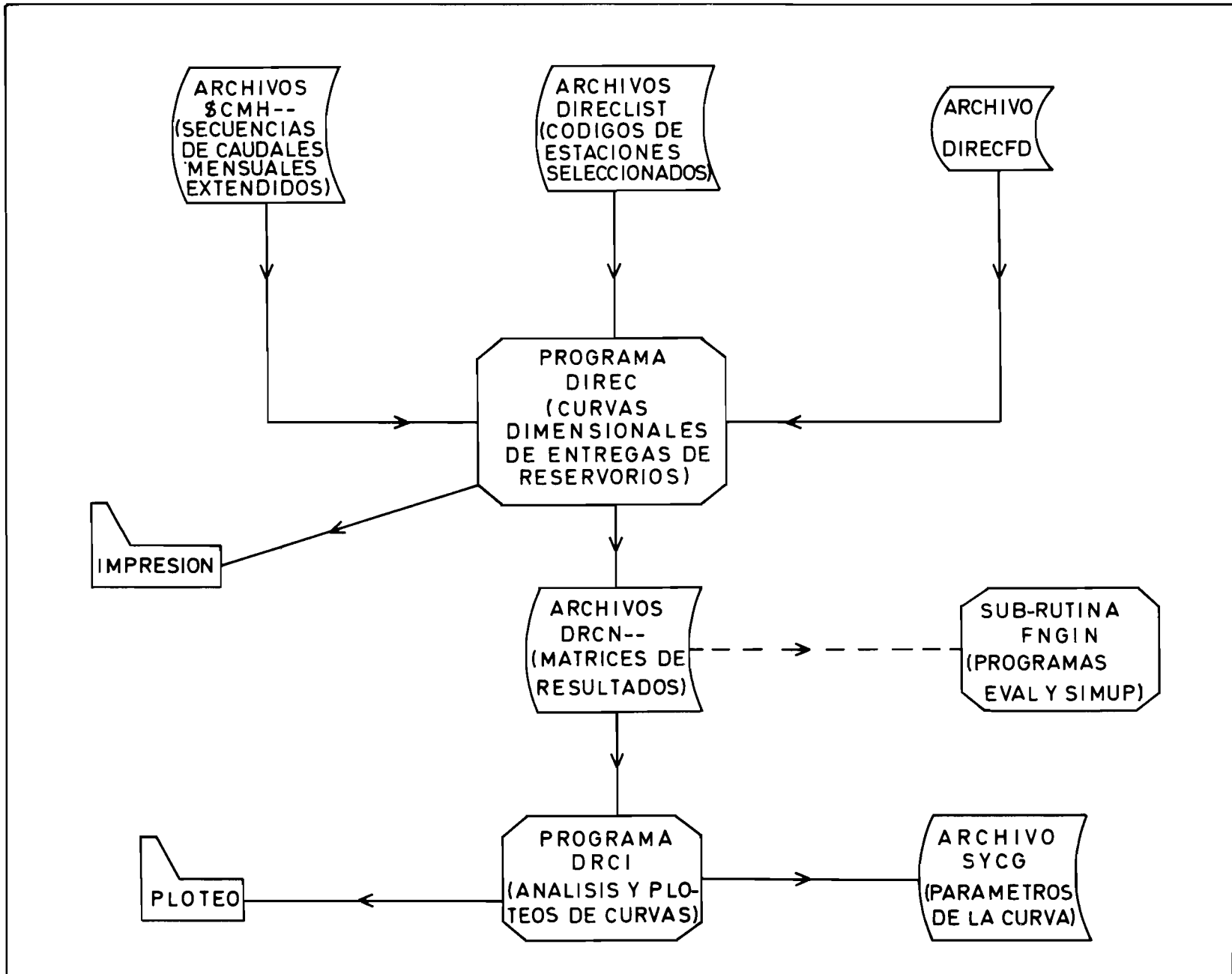
La metodología descrita en la sección precedente está incorporada al programa de cómputo DIREC (Dimensionless Release Curves - Curvas Adimensionales de Entrega). En el Volumen XI se da una descripción del programa. El procedimiento de simulación utiliza una unidad de tiempo de un mes.

El programa fue corrido para unas 190 secuencias mensuales de descarga generadas al inicio del estudio utilizando el programa HEC 4M (Ver sección 4.2.3). Todas las secuencias obtenidas de este análisis previo se revisaron y se efectuó una selección



ESCALA "A": GRADO DE REGULACION / DESCARGA PRIMARIA
 Degree of regulation / Primary release

ESCALA B DIAS DE ALMACENAMIENTO
 Days of storage



ARCHIVO LS9 HOJA DE ACTIVIDADES 9: DETERMINACION DE CURVAS DE ENTREGA A RESERVORIOS Fig.5-21

ción en términos del nivel de confianza atribuible, tomando en consideración la longitud del registro histórico, el coeficiente de correlación total entre las secuencias históricas y extendidas y el grado en el cual se mantuvieron los parámetros estadísticos básicos.

Debido a los tiempos tan cortos de registros históricos disponibles, el criterio de confiabilidad empleado para definir la entrega firme fue fijado en 100%, esto es la entrega firme podría mantenerse sobre todo el registro histórico o reconstituido.

Una muestra de las salidas obtenidas del programa DIREC se da en las figuras 5-22 a 5-25 que muestran las curvas de entrega tanto en forma tabular como gráfica. Tales resultados se obtuvieron para cada secuencia de descarga con un rango para el grado de regulación, r , (0.0, 1.0, 0.05) y FCI (0.25, 2.5, 0.25). Como se muestra en la Fig. 5-21 las tablas finales de resultados están almacenados en los archivos de disco magnético DRCN----- donde ----- representan el número de código de la estación correspondiente.

5.2.5.4 Selección de las Curvas adecuadas de Entrega para un emplazamiento dado de Proyecto.

La gran mayoría de emplazamientos potenciales para desarrollos hidroeléctricos identificados en el estudio están actualmente sin aforar. Debido a esto fue necesario llevar a cabo análisis regionales a fin de evaluar las posibles características de la descarga en asientos donde no se disponía de datos históricos.

En términos de la evaluación de los parámetros de desempeño de potencia y energía, la curva de almacenamiento-entrega obtenida de la secuencia de descarga de entrada da una indicación adecuada del régimen hidrológico correspondiente. Por ejemplo, para una pequeña área de captación que presente poca retención natural la pendiente de la curva adimensional de almacenamiento entrega será relativamente vertical, indicando la necesidad de proporcionar gran almacenamiento artificial a fin de regular la descarga altamente variable. Inversamente para grandes áreas de captación se puede esperar un mayor grado de regulación natural, y esto se reflejará en una curva de almacenamiento entrega relativamente plana cuando se exprese en términos adimensionales.

El análisis regional fue llevado a cabo para determinar relaciones de la forma

$$Y = C \cdot X_1^a \cdot X_2^b \cdot X_3^c \cdot \dots \cdot X_n^z$$

donde:

Y es la variable dependiente

X_1, X_2, X_n son las variables independientes

y C, a, b, \dots, z son coeficientes a determinarse

Como quiera que el objetivo final de la investigación fue de establecer el grupo de curvas de entrega a aplicarse en un emplazamiento de proyecto dado, se decidió emplear como variable dependiente un parámetro característico de la curva almacenamiento entrega. Se investigaron dos de dichos parámetros; el gradiente de la curva hasta en punto determinado denotado como G_n , donde n es el grado de regulación correspondien

FIG. 5 - 22

NUMERO	ESTACION	RIO	CUENCA	VERT	AREA	ALTURA	LATITUD	LONGITUD	
203199	LA CAPILLA	MALA	32	1	2136.00	468.00	12 31 0	76 31 0	

* ALMACENAMIENTO ACTIVO (DIAS DE QMEAN)	* GRADO DE REGULACION	* FACTOR DE CAPACIDAD INSTALADA							*
* 0.00	* 0.0526	* 0.1664	* 0.2845	* 0.3747	* 0.4533	* 0.5233	* 0.5857	* 0.6398	
* 0.00	* 0.0500	* 0.1690	* 0.2871	* 0.3773	* 0.4559	* 0.5260	* 0.5883	* 0.6424	
* 1.47	* 0.1000	* 0.1198	* 0.2373	* 0.3276	* 0.4061	* 0.4762	* 0.5384	* 0.5925	
* 4.17	* 0.1500	* 0.0774	* 0.1894	* 0.2790	* 0.3573	* 0.4271	* 0.4891	* 0.5430	
* 9.83	* 0.2000	* 0.0383	* 0.1470	* 0.2347	* 0.3112	* 0.3804	* 0.4417	* 0.4945	
* 23.24	* 0.2500	* 0.0000	* 0.1224	* 0.2061	* 0.2806	* 0.3452	* 0.4017	* 0.4517	
* 37.04	* 0.3000	* 0.0000	* 0.1019	* 0.1833	* 0.2525	* 0.3132	* 0.3668	* 0.4154	
* 50.84	* 0.3500	* 0.0000	* 0.0780	* 0.1536	* 0.2184	* 0.2769	* 0.3306	* 0.3763	
* 65.66	* 0.4000	* 0.0000	* 0.0353	* 0.1091	* 0.1735	* 0.2315	* 0.2834	* 0.3285	
* 97.60	* 0.4500	* 0.0000	* 0.0197	* 0.0913	* 0.1536	* 0.2095	* 0.2584	* 0.2995	
* 143.97	* 0.5000	* 0.0000	* 0.0000	* 0.0750	* 0.1337	* 0.1843	* 0.2290	* 0.2673	

FIG. 5 - 23

NUMERO	ESTACION	RIO	CUENCA	VERT	AREA	ALTURA	LATITUD	LONGITUD
203199	LA CAPILLA	MALA	32	1	2136.00	468.00	12 31 0	76 31 0

* ALMACENAMIENTO * GRADO * FACTOR DE CAPACIDAD INSTALADA *								
* (DIAS DE QMEAN) * DE * REGULATION * ***** *								
		0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75 2.00 2.25 2.50

191.17	0.5500	0.0000	0.0000	0.0575	0.1127	0.1614	0.2033	0.2392 0.2698 0.2949 0.3150

239.01	0.6000	0.0000	0.0000	0.0430	0.0963	0.1432	0.1856	0.2194 0.2443 0.2661 0.2838

287.71	0.6500	0.0000	0.0000	0.0328	0.0881	0.1338	0.1718	0.1989 0.2221 0.2418 0.2580

336.41	0.7000	0.0000	0.0000	0.0205	0.0771	0.1200	0.1517	0.1758 0.1969 0.2113 0.2231

385.11	0.7500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0644	0.0996	0.1262	0.1466 0.1624 0.1750 0.1853

468.29	0.8000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0473	0.0798	0.1032	0.1186 0.1305 0.1398 0.1471

555.04	0.8500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0314	0.0567	0.0720	0.0834 0.0917 0.0989 0.1045

825.45	0.9000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0168	0.0377	0.0490	0.0581 0.0662 0.0719 0.0766

1111.48	0.9500	0.0000	0.0000	0.0000	0.0081	0.0249	0.0350	0.0427 0.0475 0.0500 0.0500

1402.90	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000 0.0000 0.0000 0.0000

FIG. 5 - 24

REPRESENTACION GRAFICO DE LA CURVA ENTRE ALMACENAMIENTO Y ENTREGA FIRME

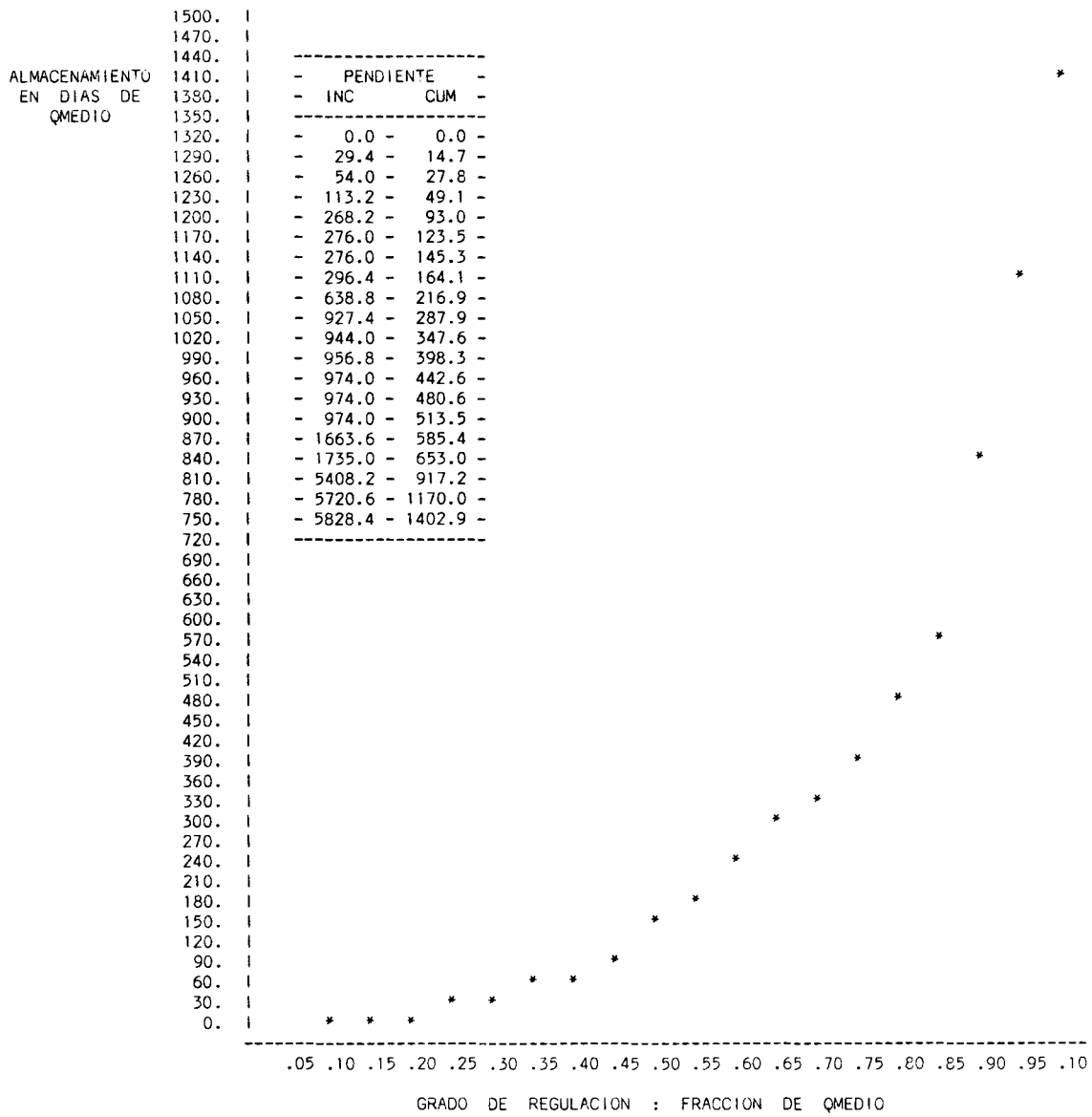
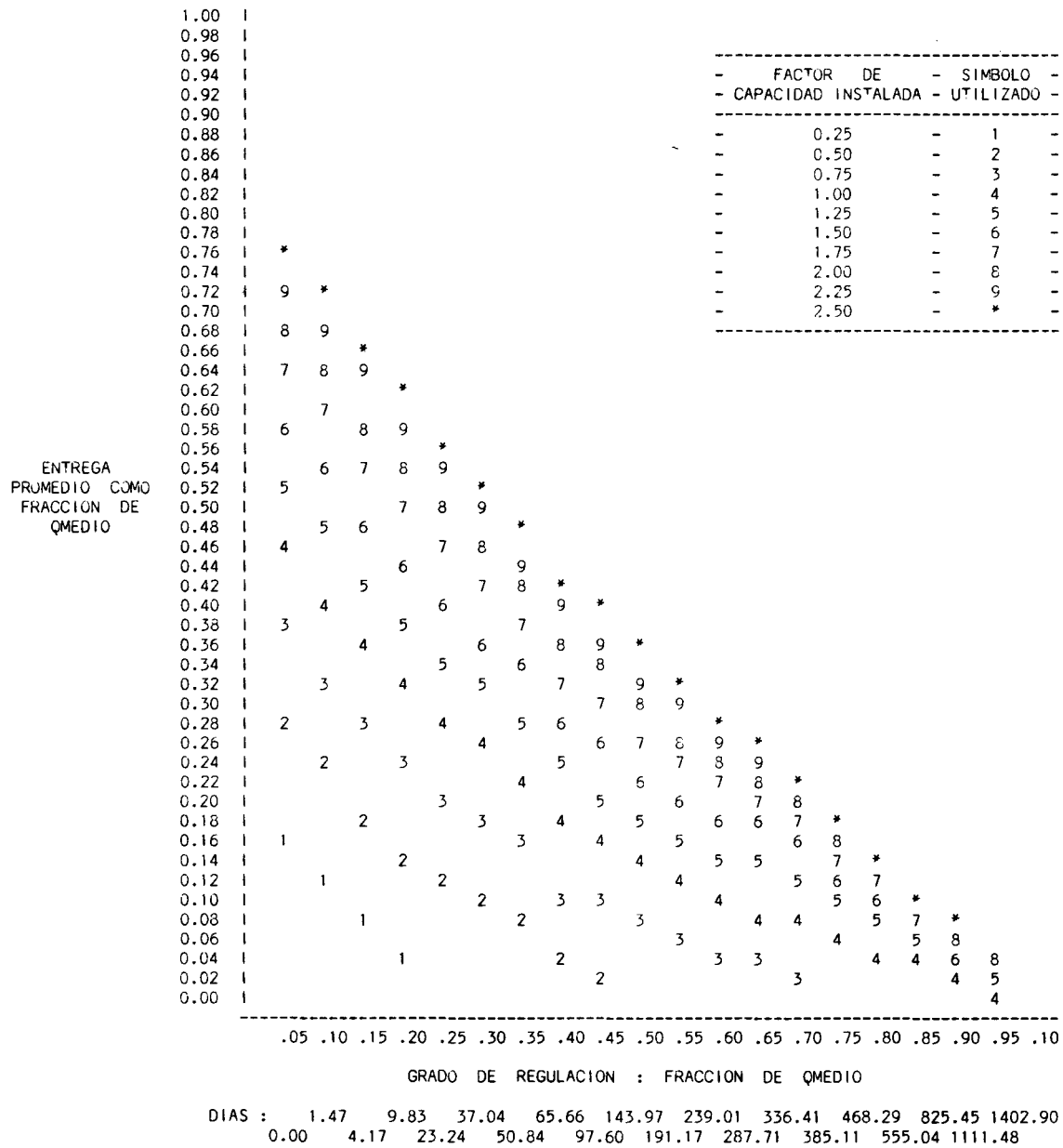


FIG. 5 - 25

REPRESENTACION GRAFICO DE LAS CURVAS ADIMENSIONALES



te; y O_n que representa la suma de las ordenadas verticales de la curva hasta el grado de regulación n . Con estos dos parámetros de la variable dependiente se investigaron relaciones regionales empleando el procedimiento de regresión lineal múltiple por pasos. Los siguientes parámetros se consideraron como variables dependientes: área de captación, descarga media, longitud del cauce, elevación media del área de cuenca, elevación de la estación de aforos y gradiente medio. Como se indica en la Sección 4.2.6.2 se obtuvieron previamente valores para los parámetros anteriores en cada estación de aforos significativos sobre la base de los modelos de cuencas individuales y se almacenaron en los archivos maestros FKEYH2 y FKEYH3.

La organización de las operaciones de cómputo para el análisis por pasos se muestra en la Fig. 5 - 26 e ilustra la manera en la cual el programa DPS MR se emplea para extraer automáticamente la información necesaria para el programa estadístico SMR. En total se efectuaron más de 100 corridas del programa para determinar relaciones regionales justificables habiendo consistido el análisis de los siguientes pasos:

- definición de aquellas estaciones dentro de una región geográfica tentativa
- eliminación de aquellas estaciones para las cuales se obtuvieron curvas no representativas en relación a su ubicación relativa o debido a interferencias en el régimen natural del caudal
- interpretación de la matriz de correlación cruzada obtenida del programa SMR para identificar correlaciones significativas
- análisis por pasos empleando diferentes parámetros para la variable dependiente y aquellas variables independientes que den correlaciones lógicas.

Los siguientes criterios se adoptaron para determinar correlaciones lógicas.

área de cuenca	:	-
descarga media	:	-
altura media	:	+
altura de estación	:	+
longitud del cauce	:	-
gradiente medio	:	+

donde:

- + indica correlación positiva con la variable independiente y
- indica correlación negativa con la variable independiente

Al definir regiones para las cuales pudieron identificarse relaciones justificables el objetivo fue de obtener un valor general del coeficiente de correlación ≥ 0.9 , ajustado para los grados de libertad. Los detalles de la relación obtenida se dan en el Quadro 5 - 6, en tanto la extensión geográfica de cada región se da en la Figura 5 -27.

De la Tabla 5 - 6, puede observarse que no fue posible lograr el valor objetivo para el coeficiente de correlación en todas las regiones y que en dos casos no se pudo determinar ninguna relación aceptable. Así, la Región 3 comprende aquellas estaciones de la cuenca del Río Santa que están fuertemente afectado por la licuefacción de nieves, una forma de regulación natural. La Región 8 incluye aquellas estaciones de cuencas de la costa de código 148 - 153 y aquellas que controlan ríos que drenan al

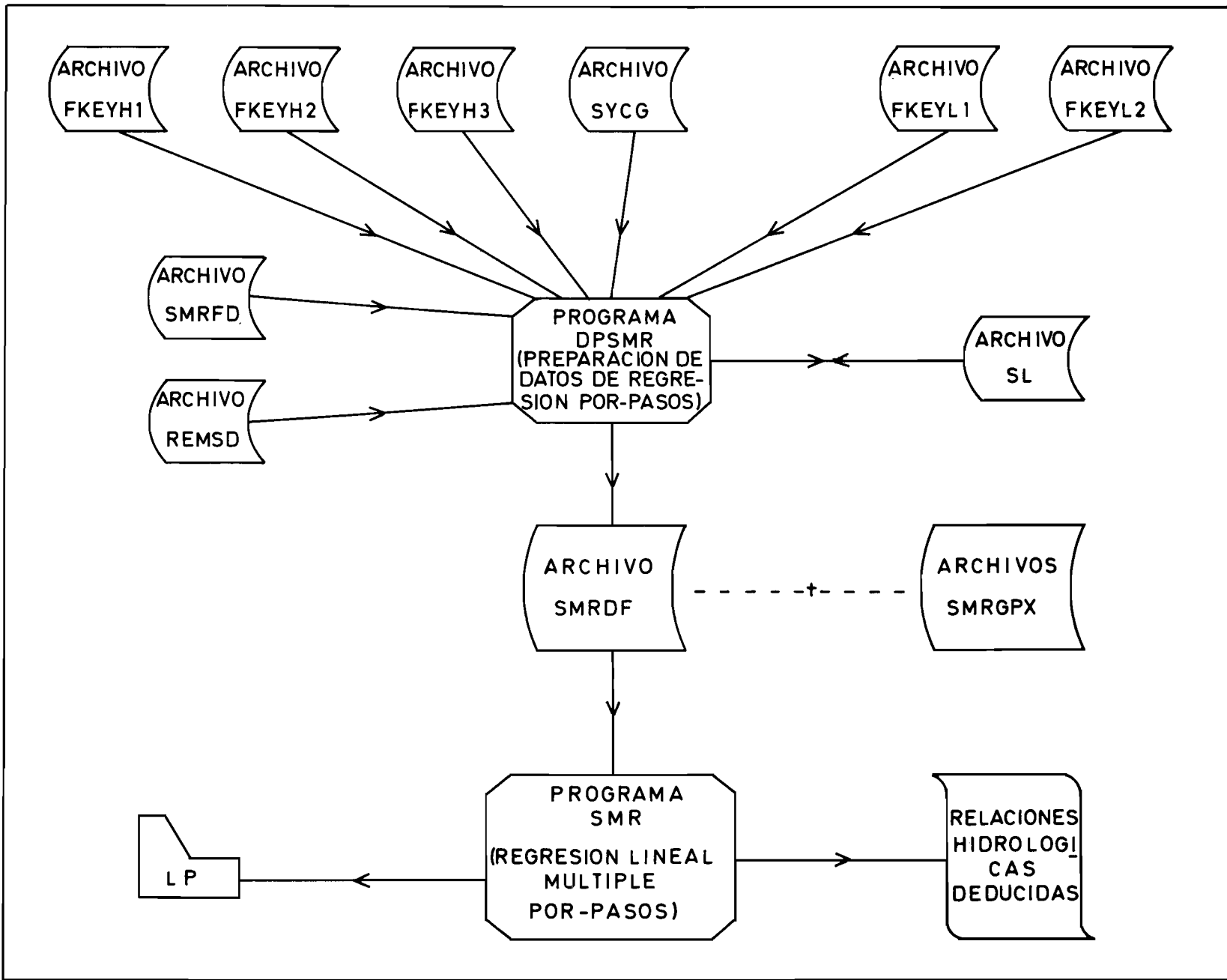
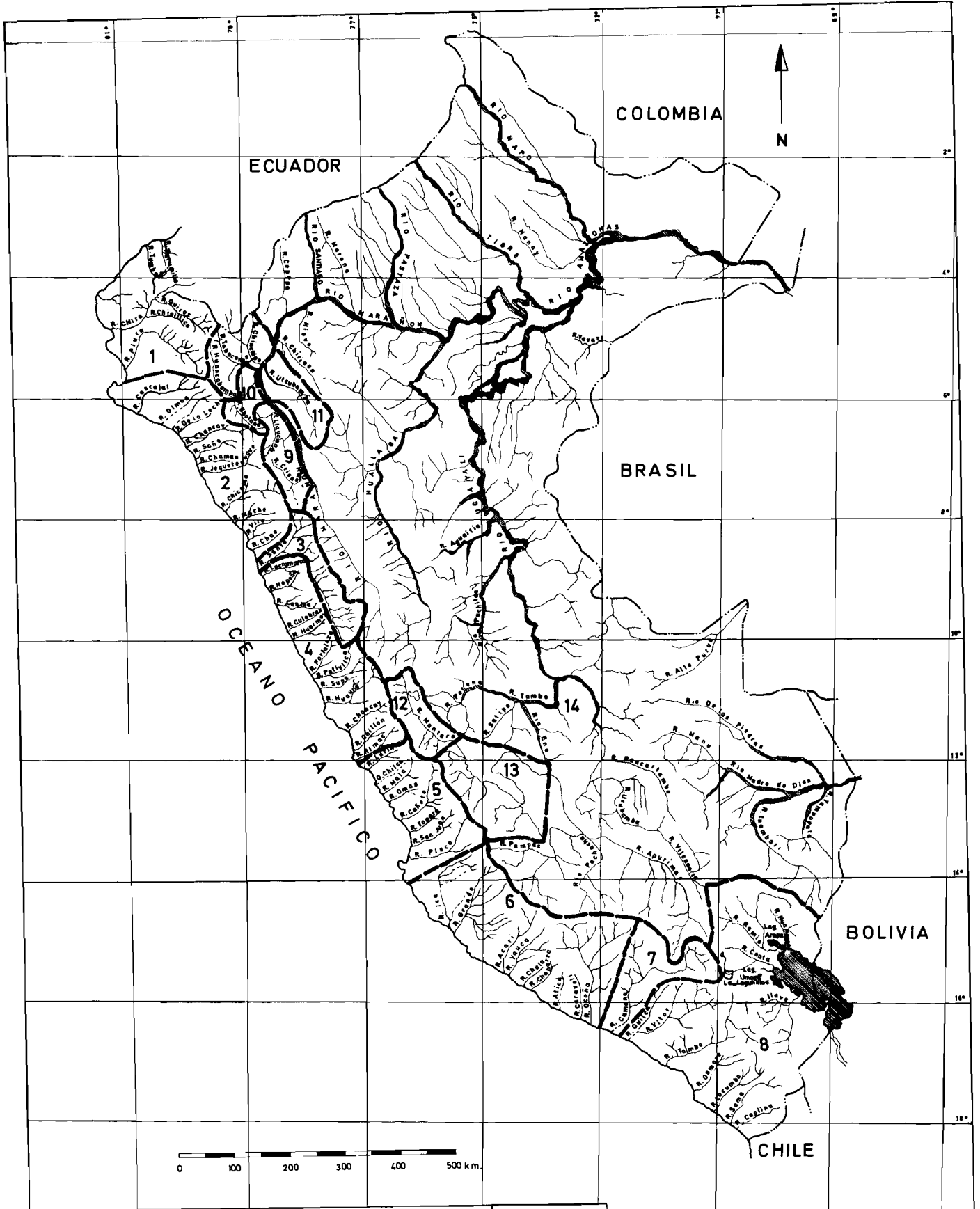


TABLA 5 - 6

$$\log Y = C + A * \text{Log} (\text{área de cuenca (Km}^2\text{)}) + F * \log (\text{caudal medio (m}^3\text{/s)}) + E * \text{Log} (\text{altura m.s.n.m.})$$

Región	Número de Estaciones/ Curvas	Variable Dependiente Y	Constante C	Area de Cuenca A	Caudal Medio Q	Altura E	Coefficiente Total de Correlación	Comentarios
1	9	065	5.5101	0.4856	-0.8016	-	0.9687	
2	8	G80	2.9292	0.7466	-0.8948	-	0.8694	
3	12	-	-	-	-	-	-	Cuenca del Río Santa
4	9	065	6.0926	0.1907	-0.6444	-	0.9701	
5	4	065	3.9563	0.8821	-1.2701	-	0.9879	
6	8	G65	10.3245	-0.4915	-	-	0.9236	
7	5	065	12.5312	-1.1402	1.0311	-	0.8626	
8	12	-	-	-	-	-	-	Cuenca Costeras del Sur y del Lago Titicaca
9	8	065	-2.5849	0.2434	-0.3015	1.0045	0.8443	
10	8	065	-7.1543	0.8721	-0.8055	1.3372	0.8132	
11	9	065	1.6605	0.8940	-1.0463	-	0.9238	
12	11	065	-32.4807	-	-	4.6913	0.6555	
13	6	065	12.5126	-0.3493	-	-0.4985	0.9569	
14	7	065	-1.8186	-	-	1.0251	0.7673	



EVALUACION DEL
 POTENCIAL
 HIDROELECTRICO
 NACIONAL

REGIONES PARA LAS CURVAS DE ENTREGA
 Release curve Regions

Fig. 5-27

Lago Titicaca. La inhabilidad para deducir relaciones lógicas pudo deberse a la fuerte influencia de caudales subterráneos en esta área. (Debe señalarse que el signo dado a ciertas variables independientes en la tabla puede diferir de aquellos primeramente considerados como lógicos; esto resulta de la interacción cuando más de una variable se incluye en la relación.)

Las relaciones anteriores se incorporaron en el programa de cómputo PDI (Fig. 5 - 9) a fin de indicar el grupo más apropiado de curvas de entrega a usarse en emplazamientos de proyectos dados. Estas se identificaron mediante las siguientes características: nombre, cuenca, código, latitud, longitud, ubicación en términos de puntos aguas arriba y aguas abajo definidas en los modelos de cuencas, área de captación, altura y descarga media. Cada emplazamiento fue adscrito en la región apropiada en base a su ubicación geográfica.

Sobre la base de los valores de las variables independientes, el programa calcula el valor correspondiente de la variable dependiente empleando la relación regional apropiada. Se ingresa entonces al archivo que contiene los datos de todas las estaciones en ese grupo y se identifica la curva con la variable dependiente más cercana a la requerida.

Los pares resultantes de curvas de proyecto son entonces sujetos a una revisión cuidadosa tomando en cuenta la ubicación física del emplazamiento del proyecto en relación a estaciones de aforo para las cuales se disponían de curvas aceptables. Las curvas de los proyectos en las regiones 3 y 8 se asignaron enteramente sobre esta base. Las curvas empleadas para la evaluación de potencia y energía de cada proyecto se muestran en el Vol. IX.

5.2.5.5 Aplicación de las curvas

Las curvas adimensionales de entrega se interpretan mediante la subrutina de programa ENGIP que es llamada por el programa de evaluación de proyectos EVAL. Para una combinación dada de almacenamiento activo, caudal medio de entrada, caída neta promedio, eficiencia total de generación, y factor de capacidad de entrega (o instalada), esta subrutina calcula lo siguiente por doble interpolación lineal de las curvas apropiadas.

- entrega primaria en m^3/s
- entrega promedio secundaria en m^3/s
- entrega turbinable en m^3/s ($Q_{medio} * FCI$)
- capacidad instalada en MW
- potencia continua en MW (24 horas/día)
- energía primaria MWh/año
- energía promedio secundaria MWh/año
- energía promedio anual MWh/año
- factor de planta
- potencia confiable para 4, 8, 12 y 16 horas al día.

- horas de producción en la capacidad instalada

En base a los valores proporcionados de caída neta al máximo nivel de descenso y la correspondiente eficiencia de generación, la subrutina también calculará

- capacidad garantizada en MW
- horas de producción en capacidad garantizada

En la Fig. 5 - 28 se da una muestra de la salida de la subrutina ENGIP. A fin de ilustrar el proceso de interpolación se da a continuación un ejemplo. La curva al macenamiento entrega y curvas de entrega de reservorio empleados se muestran en las Figs. 5 - 18 y 5 - 20.

En un proyecto particular se propone aprovechar descargas de un río en el cual se puede aplicar las curvas de entrega dadas. Las dimensiones básicas del proyecto son las siguientes:

- Q medio $52.72 \text{ m}^3/\text{s}$
- Volumen de almacenamiento activo 317.66 M.C.M.
- Caída neta media 478 mts. (Hm)
- Factor de capacidad instalada 1.16 (FCI)
- Factor de eficiencia de generación total $0.80 \text{ } (\eta)$

Cálculo de factores adimensionales:

- Almacenamiento activo en días de $Q_{\text{medio}} = \frac{317.66 \times 10^6}{52.72 \times 60 \times 60 \times 24} = 69.7 \text{ días}$

De la curva almacenamiento entrega para 69.7 días corresponde un grado de regulación de 0.64, (Fig. 5 - 18) y como quiera que esto es menor que el FCI de 1.16, se puede mantener una entrega primaria de $0.64 * Q_{\text{medio}}$. La entrega secundaria promedio se puede obtener por interpolación entre las curvas para $\text{FCI} = 1.0$ y $\text{FCI} = 1.25$, la entrega correspondiente al grado de regulación de 0.64, siendo $0.225 * Q_{\text{medio}}$.

Así la:

$$\begin{aligned} \text{entrega primaria} &= 0.64 \times 52.72 = 33.74 \text{ m}^3/\text{s} \text{ y la} \\ \text{entrega promedio secundario} &= 0.225 \times 52.72 = 11.36 \text{ m}^3/\text{s} , \\ \text{entrega turbinable, QT} &= 1.16 * 52.72 = 61.15 \text{ m}^3/\text{s} \end{aligned}$$

A fin de calcular la energía potencial correspondiente podemos usar la fórmula:

$$P = \frac{9.81 \times \eta \times Hm \times Q}{1000} \text{ MW}$$

Así para el proyecto 'X', asumiendo $\eta = 0.80$

$$\text{Capacidad instalada, PI} = 9.81 * 0.80 * 478 * 61.15 * 10^{-3} = 230 \text{ MW}$$

Fig. 5 - 28

```

*****
*           * VALOR * UNIDAD *           *
*           * VALUE * UNIT  *           *
*****
*           *
* NOMBRE DE PROYECTO * RHUBARB * * PROJECT NAME *
* NUMERO DE ALTERNATIVA * 69 * * ALTERNATIVE NUMBER *
*
* NUMERO DE CURVA * 200202 * * CURVE NUMBER *
*
* CAUDAL MEDIO * 46.50 * MC/SEC * MEAN FLOW *
*
* ALMACENAMIENTO ACTIVO * 750.0 * M.C.M. * ACTIVE STORAGE *
*
* GRADO DE REGULACION NATURAL * 0.0756 * (-) * DEGREE OF NATURAL REGULATION *
* DIAS DE ALMACENAMIENTO PROVEIDO * 187.4 * * DAYS OF STORAGE PROVIDED *
* GRADO DE REGULACION PROVEIDO * 0.6257 * (-) * DEGREE OF REGULATION PROVIDED *
*
* FACTOR DE CAPACIDAD INSTALADA * 1.75 * (-) * INSTALLED CAPACITY FACTOR *
*
* ENTREGA FIRME * 29.09 * MC/SEC * FIRM RELEASE *
* ENTREGA NO FIRME * 10.19 * MC/SEC * AVERAGE NON-FIRM RELEASE *
* CAUDAL TURBINABLE * 81.37 * MC/SEC * TURBINABLE FLOW *
*
* CAIDA PROMEDIA * 175.0 * M * AVERAGE HEAD *
* EFICIENCIA TOTAL DE GENERACION * 0.920 * (-) * AVERAGE GENERATING EFFICIENCY *
*
* ENERGIA PRIMARIA * 402.53 * MWH * PRIMARY ENERGY *
* ENERGIA PROMEDIA SECUNDARIA * 140.93 * MWH * AVERAGE SECONDARY ENERGY *
* ENERGIA PROMEDIA TOTAL * 543.46 * MWH * AVERAGE TOTAL ENERGY *
*
* CAPACIDAD INSTALADA * 128.52 * MW * INSTALLED CAPACITY *
* FACTOR DE PLANTA * 0.4827 * (-) * PLANT FACTOR *
*
* CAIDA MINIMA * 145.00 * M * MINIMUM HEAD *
* EFICIENCIA MINIMA DE GENERACION * 0.820 * (-) * MINIMUM GENERATING EFFICIENCY *
*
* CAPACIDAD GARANTIZADA * 54.24 * MW * GUARANTEED CAPACITY *
* | 4 HORAS * 128.52 * MW * 4 HOURS |
* CAPACIDAD | 8 HORAS * 101.80 * MW * 8 HOURS | DEPENDABLE *
* | 12 HORAS * 67.87 * MW * 12 HOURS |
* CONFIABLE | 16 HORAS * 50.90 * MW * 16 HOURS | CAPACITIES *
* | 24 HORAS * 33.93 * MW * 24 HOURS |
* FCI MAXIMA (4 HORAS) * 2.70 * (-) * MAXIMUM (4 HR) ICF *
*
* HORAS CONFIABLES : CAPACIDAD GARAN. * 15.02 * HRS * DEPENDABLE HOURS : GUARANTEED CAP. *
* HORAS CONFIABLES : CAPACIDAD INSTA. * 6.34 * HRS * DEPENDABLE HOURS : INSTALLED CAP. *
* HORAS PROMEDIAS : CAPACIDAD GARAN. * 20.27 * HRS * AVERAGE HOURS : GUARANTEED CAP. *
* HORAS PROMEDIAS : CAPACIDAD INSTA. * 8.56 * HRS * AVERAGE HOURS : INSTALLED CAP. *
*****

```

$$P_c \text{ (continua)} = \frac{9.81 \times 0.80 \times 478 \times 33.74}{1000} = 126.57 \text{ MW}$$

Similarmente calculamos la energía primaria E_p y la energía secundaria E_s :

$$E_p = 126.57 \times 8760 \times 10^{-3} = 1108.7 \text{ GWh/año}$$

$$E_s = 9.81 \times 0.80 \times 478 \times 11.36 \times 8760 \times 10^{-6} = 373.3 \text{ GWh/año} \quad y$$

$$\text{energía promedio anual} = 1108.7 + 373.3 = 1482.0 \text{ GWh/año}$$

$$\text{Así el factor de planta PF} = \frac{33.74 + 11.36}{61.15} = 0.7375$$

La capacidad confiable para "t" horas está dada por

$$P_t = \min (P_i, P_c * 24/t)$$

y así:

$$P_8 = \min (230, 126.57 * 3) = 230 \text{ MW}$$

y :

$$P_{16} = \min (230, 126.57 * 1.5) = 189.8 \text{ MW}$$

$$\text{Horas de producción en capacidad instalada} = \frac{126.57 * 24}{230} = 13.2 \text{ horas}$$

Las curvas pueden también emplearse para la evaluación de proyectos o derivaciones con un almacenamiento mínimo. En tales casos se asume un almacenamiento efectivo igual a un día. Ingresando a la tabla en el correspondiente grado de regulación puede determinarse también la proporción del caudal medio que podría captarse para una capacidad de transferencia determinada.

5.2.6 Identificación en Gabinete de los Proyectos Hidroeléctricos

Antes de efectuarse la investigación de campo se procedió a una identificación en gabinete de los esquemas de nuevos proyectos hidroeléctricos.

Esta actividad comenzó con la recolección y complementación de información topográfica.

En base de la información topográfica se confeccionaron hojas de trabajo en las cuales se visualiza:

- La red hidrográfica
- Los puntos de intersección de las curvas de nivel con la línea de máxima profundidad del río. Esa visualización tiene la ventaja de permitir la ubicación fácil de las concentraciones de caída.
- Los elementos de definición de las obras para los proyectos en construcción y las instalaciones existentes.
- Los caudales característicos para cada proyecto:

- a) Caudal promedio (Q_m)
 b) Caudal de avenida de ocurrencia una vez en 10 años para el dimensionamiento de las obras de desvío durante la construcción, y el caudal de avenida de ocurrencia una vez en 1.000 años para el diseño de los vertederos definitivos.
- Representación de los elementos de definición de los nuevos proyectos: Presas, Bocas tomas, Trazados de Túneles, canales, vertederos, Tuberías forzadas; Ubicación de las Casas de Máquinas, etc.
 - Los cotas del valle en los emplazamientos de representación o toma de agua y los puntos de restitución al río de las aguas turbinadas.
 - Los nombres de los proyectos, para los cuales se utilizaron códigos alfanúmericos para una mejor identificación.

Para zonas sin material cartográfico básico se efectuó en gabinete solamente una identificación de posibles sitios en forma visual con la ayuda del material fotográfico: fotografías aéreas a distintas escalas, fotografías de satélite e imágenes de radar. La definición de los proyectos hidroeléctricos se efectuó recién durante la investigación de campo.

Las alternativas de un proyecto resultaron de variaciones de las alturas de presas y del caudal captado así como de diferentes ubicaciones de la casa de máquinas que se traducen en variaciones de la caída bruta.

Para la definición de alternativas se tomaron en consideración los límites inferiores de potencia generada con el caudal promedio multianual Q_m . Se han utilizado las siguientes limitaciones de potencia promedio en función del volumen de embalse:

100 MW - sin embalse

50 MW - embalse mensual

30 MW - embalse anual.

Considerando los límites arriba mencionados se han determinado los caudales promedios mínimos aceptables Q_{min} (m^3/s) para la definición de proyectos.

$$Q_{min} = \frac{12.500}{H_b} \quad \text{Proyecto sin embalse}$$

$$Q_{min} = \frac{6.250}{H_b} \quad \text{Embalse mensual}$$

$$Q_{min} = \frac{3.750}{H_b} \quad \text{Embalse anual}$$

donde:

H_b es la caída bruta.

En la definición de los trazados de túneles de fuerza se ha tratado de evitar factores:

$$\frac{\Delta H}{L} < 10$$

donde:

ΔH es la diferencia de nivel, en metros, entre la cota del valle de la represa y la cota del valle en el punto de restitución de las aguas turbinadas; y L la longitud del túnel de fuerza en Kilometros.

El potencial teórico de la selva Baja es de unos 60,000 MW, de las cuales se podría seguramente aprovechar un 10 ó 15% económicamente. Sin embargo, la ausencia de cartografía y la imposibilidad de elaborarla de acuerdo a la metodología indicada en la sección 5.2.2.2; la formación de lagos gigantes con presas de pequeña altura y la influencia no cuantificable de los mismos sobre la ecología y clima de la región; y la presencia de condiciones geológicas en general poco favorables, condujeron a la conclusión que dentro de los alcances del presente estudio no se evaluaría proyectos específicos para esta zona.

En las demás regiones con potencial teórico atractivo y en donde las condiciones topográficas e hidrológicas cumplieran las condiciones señaladas anteriormente, se definieron y analizaron sistemáticamente proyectos hidroeléctricos. El objetivo principal no fue definir proyectos aislados económicos sino indicar la manera de explotar integralmente los recursos de una cuenca o sistema hidroeléctrico de la forma más económica, dentro de las limitaciones señaladas. Para este objetivo se definieron cadenas alternativas de desarrollo y se establecieron diagramas de compatibilidad y lógica entre proyectos para cada una de las cuencas analizadas.

5.2.7 Investigación de Campo

La investigación de campo se ha llevado a cabo desde principio de Mayo hasta fin de Noviembre 1977 y Abril de 1978, aprovechando la época sin lluvias en la Sierra. El grupo encargado de la investigación de las cuencas de la Costa del Pacífico y Titicaca ha estado un total de 82 días en el campo y el grupo encargado con los ríos del vertiente Atlántico 174 días.

La mayoría de los emplazamientos de proyectos se han investigado utilizando un helicóptero ALOUETTE- III de la Fuerza Aérea del Perú. En total se han utilizado más de 500 horas de vuelo en helicóptero. En la Fig. 5-29 se pueden observar los ríos investigados y el medio utilizado. En las zonas donde el centro de operaciones no tenía facilidades de alojamiento y alimentación se ha organizado campamento de carpas. El transporte de material y personal se efectuó con camiones UNIMOG.

Cada grupo de trabajo de campo ha sido constituido en general por dos ingenieros civiles, dos geólogos, dos auxiliares y dos choferes.

En el trabajo de investigación efectuado con la ayuda del helicóptero han participado por lo menos un ingeniero civil y un geólogo. Cuando las condiciones de vuelo lo permitieron se aumentó el grupo de investigación.

El trabajo del ingeniero civil ha sido de dirigir en general las operaciones y de común acuerdo con el geólogo fijar el tipo y ubicación de los elementos componentes de los esquemas tales como: