

EL APROVECHAMIENTO DE LOS RECURSOS HIDRAULICOS EN LA
GESTION DE MOVIMIENTOS DE ENERGIA

Jaime Moreno L.

1. INTRODUCCION

Se ha analizado anteriormente los recursos hidráulicos disponibles, sus características regionales, la incidencia que en ellos tienen las condiciones y variaciones climáticas, etc. Además, se han expuesto en detalle los aprovechamientos hidráulicos en explotación y en forma más general, los nuevos recursos que se estudian hacia el futuro. Finalmente, de que manera estos recursos son considerados en la planificación del abastecimiento de los consumos, que a nivel nacional efectúa la ENDESA, ya sea en la planificación a largo plazo que realiza la Oficina de Planificación, como aquella a corto plazo a través de los estudios de la Sección Planificación de la Operación del Departamento de Operaciones.

Ahora se analizará como todo este esfuerzo que ha desarrollado la ENDESA en beneficio del país en el aprovechamiento de sus recursos hidráulicos para la producción de energía eléctrica, llega a satisfacer los requerimientos de la comunidad a través de la gestión de movimientos de energía; gestión que tiene por finalidad optimizar el aprovechamiento de los recursos disponibles de generación y transmisión del Sistema Interconectado, conforme a las políticas de seguridad, calidad y economía fijadas por la ENDESA.

2. EL SISTEMA INTERCONECTADO CHILENO

2.1 Características Principales

Se designa por Sistema Interconectado al conjunto formado por las centrales generadoras, las líneas de transmisión de alta tensión y las subestaciones que alimentan las redes de distribución. Este sistema enmallado permite la transferencia de los grandes bloques de energía a los centros consumidores.

El Sistema Interconectado Chileno (S.I.), se extiende desde la zona de Copiapó a la Isla Grande de Chiloé, en una distancia aproximada de 2 000 km. Consta de 20 centrales generadoras principales que totalizan unos 1 750 MW de potencia instalada, de los cuales aproximadamente 1 350 MW corresponden a 15 centrales hidráulicas y 400 MW a cinco centrales térmicas. El sistema de transmisión está formado por 4 900 km de líneas de alta tensión en que, aproximadamente 620 km corresponden al nivel de 220 kV, 1 000 km a 154 kV, 920 km a 110 kV y unos 2 360 km a 66 kV.

En general, la geografía de los países incide en mayor o menor grado en el desarrollo, configuración y formas de explotación de los sistemas eléctricos. En Chile, más que en cualquier otro país, la geografía ha sido determinante. Le ha impuesto al sistema una configuración a su semejanza: todo o casi todo se desarrolla en sentido longitudinal. El Sistema Interconectado Chileno parece una gran línea de transmisión, a la que las centrales entregan su energía y las subestaciones transfieren esa energía, o la extraen hacia los consumidores.

La malla que constituye el Sistema Interconectado Chileno, cuyos nudos son las subestaciones o las centrales generadoras, puede esquematizarse considerando la importancia y concentración de los consumos. Esta esquematización permite visualizar los modos de operación generales del Sistema Interconectado y la importancia relativa de la utilización de ciertas centrales. Es así, que existen dos áreas principales, caracterizadas por la importante concentración de consumos, su ligazón eléctrica y por el apoyo que reciben de las principales centrales.

2.2 Las Concentraciones de Consumos

La concentración de consumos más importante es el área Santiago-Valparaíso, con un 50% del consumo total del S.I. Es un consumo preponderantemente de tipo residencial. El consumo industrial está formado por la pequeña y mediana industria. Estas características son importantes en la programación de su abastecimiento y presentan una gran sensibilidad.

dad ante ciertos agentes externos, como ser temperatura, luminosidad, etc. Sigue en importancia la concentración del área Charrúa-Concepción, con un 24% del consumo del S.I. Es una zona fuertemente industrializada, de un alto factor de carga y en la que se ha concentrado una parte importante de la potencia instalada del S.I.

El resto de los consumos corresponden: a la zona Temuco al sur (6%), San Pedro al norte (5%) y a los existentes en el área comprendida entre las zonas de Charrúa y Santiago (14%). Todos estos últimos son marcadamente de tipo residencial.

La ligazón eléctrica entre las dos concentraciones de consumos más importantes es a través de los sistemas de transmisión en alta tensión de 220 kV y 154 kV. Estos sistemas permiten transferencias de grandes bloques de energía, cuya magnitud y sentido varía según los modos de operación impuestos al S.I. y que más adelante tipificaremos.

2.3 Las Principales Centrales Generadoras

Las principales centrales desde el punto de vista de la operación del S.I. son las hidroeléctricas El Toro, Rapel, Cipreses-Isla y las térmicas Bocamina y Ventanas. Estas centrales conforman el 66% de la potencia instalada del S.I. Presentan la característica común que su potencia está respaldada por grandes bloques de energía, de una utilización prácticamente instantánea las primeras, y de un breve tiempo de respuesta las segundas.

Sin lugar a dudas la central más importante del país, es la central hidroeléctrica El Toro. Su potencia de 400 MW representa en la actualidad el 33% de la demanda máxima del S.I. Su respaldo de energía dado por el Lago Laja para la cota actual de 1 338,60 m es de 2 320 GWh. Para una mejor apreciación de este valor, diremos que equivale a más del 50% del total de la generación estimada de las centrales hidroeléctricas de la ENDESA para el año 1974. Respecto a las bondades de este embalse que ya han sido comentadas anteriormente, agregaremos solamente, que desde el punto de vista de su utilización en el corto plazo, equivale a un embalse de capacidad infinita.

En importancia sigue la central Rapel. Las características principales de su embalse ya han sido tratadas. Sin embargo, es conveniente analizar la incidencia que tiene esta central en la operación. La Sección Planificación de la Operación ha desarrollado un modelo que permite tomar la mejor decisión de utilización de la central en cualquier momento y circunstancia que se analice. Por ejemplo, está la respuesta a la

interrogante si es más conveniente aumentar o disminuir su generación para bajar, mantener o subir la cota del embalse, considerando: la época del año, solicitudes de energía del sistema, costo de oportunidad de esta energía, rendimiento de la central asociado a la cota, probabilidad de creces y vertimientos, etc. La respuesta configura la política de utilización de esta central para las circunstancias analizadas. La factibilidad de su aplicación depende de las otras restricciones que impone el resgo de los recursos en explotación. Al respecto, cabe mencionar que las decisiones que se adoptan en la operación de esta central son rigurosamente analizadas. Sólo a manera de ejemplo, diremos que la incidencia económica que significa tener el embalse un metro más abajo que el valor recomendado equivale entre 1 y 2% de menor rendimiento de la central. Esto representa en un mes de septiembre, por ejemplo, de un año normal, una menor energía generada de 1 100 MWh.

Las centrales Cipreses e Isla, presentan una utilización conjunta y compleja. Los embalses asociados de laguna de La Invernada y laguna del Maule tienen características de operación diferentes. Se considera a este complejo de centrales y embalses como una gran central, que requiere, al igual que Rapel, un exhaustivo análisis para fijar la mejor política de operación. Entre los estudios que se requieren, el más importante es el que se realiza anualmente para fijar la política de llenado de la laguna de La Invernada en la temporada de deshielo. Las variables que intervienen para fijar esta política son: las previsiones de gastos afluentes a La Invernada y a la hoya intermedia de la rama Maule que realiza el Grupo de Estudios Hidrológicos de la Gerencia de Obras, la hidrología prevista para las demás centrales del S.I., los programas de mantenimiento de las unidades de las centrales Cipreses e Isla y de las grandes centrales térmicas, la probabilidad de alcanzar la zona de limitaciones de llenado y vaciado de la laguna y finalmente, las restricciones que impone el Sistema Interconectado.

Finalmente, en relación a las centrales termoeléctricas de Bocamina y Ventanas, su incidencia en la explotación del S.I. es fundamental. Su utilización es función de la hidrología del período, de la planificación de la operación a mediano plazo (lago Laja), de consideraciones de seguridad y calidad de servicio regionales y época del año.

3. MODOS DE OPERACION

Se han comentado brevemente las características del consumo, del sistema de transmisión y de las centrales generadoras. Antes de analizar los modos de operación o formas de explotación de los recursos de generación y de transmisión, clasificaremos las centrales según su utilización y analizaremos la incidencia que tiene la hidrología en esta utilización.

3.1. Las Centrales Según su Utilización

Las centrales pueden agruparse según su utilización en los siguientes conjuntos:

- Las centrales hidráulicas de pequeña regulación
- Las centrales hidráulicas de gran regulación
- Las centrales térmicas de alto rendimiento
- Las centrales térmicas de bajo rendimiento

Las centrales hidráulicas de pequeña regulación son aquellas cuyo respaldo de energía diario es directamente proporcional a su gasto afluente. Es el caso de las centrales Molles, Los Quilos, las centrales de cordillera de CHILECTRA, Sauzal-Sauzalito, Abanico, Pullinque y Pilmaiquén. Se ha incluido la central Abanico en este conjunto pues a no mediar una catástrofe o una situación de emergencia muy calificada, por consideraciones de explotación económica, no se extrae agua del lago Laja para su generación. En la actualidad está limitada a la generación resultante del gasto afluente de la hoyía intermedia Lago-Bocatoma y a las filtraciones provenientes del lago.

Todas las centrales anteriormente señaladas tienen la característica común de que su forma de operación en la curva de carga diaria se mantiene en general durante el año, variando proporcionalmente con la energía proveniente de la hidrología del momento. Otra característica común aunque más general, es en relación al destino de la energía que generan: ella es consumida localmente y puede estimarse que no participa en los bloques de energía que se transfieren.

Las centrales hidráulicas de gran regulación son aquellas cuyo respaldo de energía diario es independiente de su gasto afluente. Corresponden a las centrales que poseen embalses de variación estacional o anual y son El Toro, Rapel y Cipreses-Isla. Su utilización es

función del modo de operación impuesto al Sistema Interconectado.

Las centrales térmicas de alto rendimiento son Bocamina y Ventanas, la primera con un consumo específico neto de 0,36 kg/kWh, y la segunda de 0,39 kg/kWh, considerando un carbón equivalente de 6 350 kcal/kg. Al igual que las centrales hidráulicas de gran regulación su utilización está determinada por el modo de operación del S.I.

Las centrales térmicas de bajo rendimiento son Renca y Laguna Verde. Ambas de propiedad de CHILECTRA, sus consumos específicos netos son aproximadamente 0,54 y 0,75 kg/kWh respectivamente. Estas centrales son utilizadas en meses de condiciones hidrológicas desfavorables, cuando por condiciones de calidad y seguridad de servicio regionales deban reemplazar o apoyar a otras centrales y, finalmente, cuando existan fallas de potencia en el sistema.

3.2 Incidencia de la Hidrología

Es interesante analizar lo que significa desde el punto de vista de movimientos de energía las variaciones de la hidrología en cada central. Es una situación normal que las centrales tengan hidrologías distintas y a veces marcadamente diferentes de una zona a otra en un mismo período. Como también, que se produzca un corte, o un cambio brusco de la hidrología como consecuencia de lluvias concentradas en las hoyas hidrográficas de estas centrales. El caso más representativo es el de los afluentes a Rapel. Todos los años a medida que avanzan los meses de otoño y de invierno sin que se produzcan lluvias en esta hoya, los gastos afluentes van correspondiendo a gastos de hidrologías más y más secas. Esta tendencia permanece hasta que llegan las lluvias. En pocas horas de una hidrología seca se pasa bruscamente a una normal o lluviosa. Esta característica incide fundamentalmente en las políticas de operación de central Rapel. En pleno período de sequía, en meses de invierno, debe operarse considerando la alta probabilidad de creces y vertimientos, arriesgando que no llueva en toda la temporada y se esté en cotas bajas, con mal rendimiento y sin respaldo de energía.

Es importante considerar que, la hidrología determina los modos de operación del S.I. De acuerdo a la variación que vaya experimentando esta hidrología para las distintas centrales, será la estrategia aplicada en la explotación de los recursos disponibles. Esta estrategia tiene un respaldo y una orientación general proporcionada por los estudios relativos a la planificación de la operación, que por su característica de aplicación general, conforman las políticas de utilización de los recursos. El grado de aplicación de las políticas recomendadas depende de las condiciones dadas en el instante de su aplicación.

Analizaremos a continuación los modos de operación principales. Para simplificar su análisis, se esquematizan hidrologías tipos para todo el S.I., aun cuando como ya se ha dicho, en la realidad las hidrologías de las centrales son diferentes entre sí en un período determinado.

3.3 Modos de Operación para Año de Hidrología Normal

Probabilidad Hidrológica 60% (seca)

Período de lluvias

En un año normal las primeras lluvias se presentan en los meses de abril-mayo para la zona central y en marzo-abril para la zona sur. Durante estos meses los gastos afluentes son los más bajos del año hidrológico (excepto Sauzal), el deshielo está finalizando y el aporte de las lluvias es escaso.

Las centrales de pequeña regulación utilizan al máximo sus estanques de sobrecarga; dando su máxima generación, dentro de sus limitaciones, a las horas de mayor demanda (peak). El resto de las horas del día bajan su generación y siguen en general la forma de la curva de carga.

Las centrales de gran regulación operan de acuerdo a las políticas recomendadas en los estudios de utilización de estos embalses, ya tratados en charlas anteriores, especialmente lo que dice relación con el lago Laja versus centrales térmicas.

En la central Rapel que se ha mantenido en el verano en la cota máxima por mejor rendimiento se empieza a deprimir su embalse en la primera semana de abril, llegando a la cota mínima de operación (100 m) a fines de mayo. A partir de ese instante se mantiene la cota generando todo el gasto afluente y a la espera de las grandes creces que se producen en invierno.

En central Cipreses según sea el nivel de la laguna alcanzado en el deshielo anterior, se baja rápidamente la cota en los meses de marzo, abril y mayo. La demanda de energía en el S.I. es fuerte en estos meses y los gastos afluentes son bajos en las centrales hidráulicas. La operación óptima de esta central es minimizar las altas pérdidas por filtraciones que tiene la laguna de La Invernada, aun a costa de perder rendimiento por menor cota de la laguna. La central Cipreses desplaza generación de las centrales térmicas y de la central El Toro, especialmente en días festivos y en horas de madrugada.

La central El Toro y centrales térmicas operan de acuerdo a las políticas a mayor plazo ya fijados.

La situación general de utilización de las centrales se mantiene durante el período de lluvias, excepto cuando se producen las concentraciones de lluvias en la hoya del río Rapel. Dado que el embalse es de reducida capacidad para almacenar las grandes creces, la política de operación es generar al máximo posible antes, durante y después de la crece. Solamente cuando se ha alcanzado la cota recomendada para ese período (cota 100 m) vuelve a generarse el gasto afluente. Esta generación máxima a toda hora sólo puede obtenerse a costa de modificar totalmente la utilización de las restantes centrales del S.I. y con problemas en el sistema de transmisión. Efectivamente, a las centrales térmicas que son las marginales y a la central El Toro, se les reduce su generación en el día y al mínimo en la noche para dar cabida a la máxima generación de central Rapel.

Es claro el beneficio que representa para el país y para las empresas eléctricas en particular, estas creces del río Rapel. La economía de combustible que significa la menor generación térmica y el mayor embalse en el lago Laja es considerable.

Período de deshielo

Las previsiones de gastos afluentes de deshielo a las centrales, estimadas por el Grupo de Estudios Hidrológicos, permiten conocer el volumen total del gasto afluente que escurrirá a las distintas centrales durante los meses de octubre a abril. Además, entregan una distribución normal mensual estimada de este gasto, que se utilizan para programar el llenado de los embalses estacionales. El lago Rapel, una vez pasada la temporada de lluvias es llenado lo más rápidamente posible a fin de ganar mayor altura y por consiguiente mayor rendimiento. Posteriormente se mantiene la máxima cota, generando todo su gasto afluente. La laguna de La Invernada, cuyo estudio anual ya se comentó, es llenada también en esta temporada de deshielo. La cota de la laguna se ha mantenido lo más baja posible durante el período de lluvias, generando la central Cipreses como central de pasada y utilizando la laguna como estanque de sobrecarga. Se genera al máximo con la central desde el inicio del deshielo, llegando rápidamente a cotas elevadas, pero sin completar el embalse. Esta circunstancia permitirá una flexible operación en los meses de enero y marzo, pues no se habría entrado a la zona de limitaciones que existe en las cotas superiores. Las limitaciones son de velocidad de llenado y vaciado por condiciones de estabilidad de su muro de presa.

Las centrales de pequeña regulación, a medida que aumentan su generación por el aumento de los gastos de deshielo, llenan su capacidad ociosa entre las horas de máxima generación. Caso especial son las centrales Pullinque y Pilmaiquén, en que los gastos afluentes provenientes del deshielo son despreciables frente a los gastos producidos por las lluvias. La menor afluencia a estas últimas centrales se produce en los meses de enero a abril, época que se aprovecha el gasto natural de evacuación de los lagos Calafquén y Puyehue respectivamente.

3.4 Modos de Operación para Año de Hidrología Lluviosa. Probabilidad Hidrológica 20% (seca)

Período de lluvias

Se caracteriza esta hidrología por los altos gastos afluentes a las centrales.

Las centrales hidráulicas de pequeña regulación (salvo Molles) operan a su máxima capacidad en la base de la curva de carga. Toda regulación o limitación que signifique una menor generación redundará en pérdidas de energía por agua no aprovechada. Prácticamente no se utilizan sus estanques de regulación diaria.

La operación de las centrales hidráulicas de gran regulación y las centrales térmicas está determinada por la situación hidrológica de la central Rapel. Esta central se encuentra durante el período de lluvias en situación permanente de creces. En la práctica, el embalse permanece en las cotas superiores a pesar de los esfuerzos para deprimirlo. La generación es la máxima posible durante las 24 horas del día.

Para esta hidrología y por tiempo determinado, resulta económicamente muy favorable la detención de la central térmica Bocamina. A ciertas horas en especial durante la madrugada en días sábados y domingos de año lluvioso, no es posible colocar la potencia completa de la central Rapel en la curva de carga por falta de consumos. Bajo estas circunstancias la detención de Bocamina permite un mejor aprovechamiento de Rapel. El inconveniente de esta medida y que motiva un estudio riguroso de las condiciones, es la seguridad de servicio de la zona de Concepción-Talcahuano-Coronel; zona que en estas circunstancias queda abastecida exclusivamente desde el S.I. por la línea de 154 kV Charrúa-Concepción.

Período de deshielo

También la hidrología de este período se caracteriza por los altos gastos afluentes a las centrales. Gastos afluentes que permanecen relativamente elevados hasta los meses de marzo y abril.

La laguna de La Invernada se llena en menos de dos meses, debiéndose tomar especiales medidas de seguridad en el llenado y vaciado de la laguna en las cotas superiores. Estas medidas implican la imposibilidad de generar al máximo con la central Cipreses en los meses de marzo y abril.

La política con el lago Rapel es similar a la de año normal, se mantiene en cotas altas para aprovechar su mejor rendimiento.

3.5 Modos de Operación para Año Hidrológico Seco. Probabilidad Hidrológica 90% (seca)

Período de lluvias

En la práctica el período de lluvias no existe. Las centrales de pequeña regulación tienen generaciones mínimas. Se utilizan intensamente los estanques de sobrecarga.

El lago Rapel se mantiene en cotas levemente superiores a la mínima (101-102 m). El modelo de operación óptima de central Rapel indica que la probabilidad de verter en los meses de junio, julio y agosto es altísima, por lo que se justifica económicamente permanecer en esas cotas aun a costa de menores rendimientos y menor respaldo de energía. Cabe destacar una vez más, que dado el carácter aleatorio de las lluvias, en cualquier momento en estos meses puede producirse un quiebre en la hidrología, pasándose bruscamente de año seco a lluvioso en esta hoy.

La central El Toro (lago Laja) y las centrales térmicas, aun las de bajo rendimiento, aportan la energía deficitaria.

La política de utilización de la laguna de La Invernada es independiente de la hidrología que se presente. Es igual a la ya mencionada para una hidrología 60%.

Período de deshielo

Este período es tan pobre en afluencia como el período de lluvias. Los gastos afluentes provienen del derretimiento de las nieves eternas y de nieves que no escurrieron en la temporada de deshielo anterior.

La generación proveniente de la central El Toro y centrales térmicas continúa siendo elevada, manteniéndose hasta la temporada de lluvias del próximo año hidrológico.

La ocurrencia de un año hidrológico seco, introduce cambios fundamentales en las políticas de utilización del lago Laja y centrales térmicas en los años futuros. Especialmente cuando el año siguiente o subsiguiente, corresponde a la entrada en servicio de una nueva central.

4. LA SEGURIDAD Y LA CALIDAD EN EL SUMINISTRO ELECTRICO

En la explotación de un sistema eléctrico debe tener primordial consideración la seguridad y la calidad del servicio que se da a los usuarios, como también esa explotación debe ser lo más económica posible. Dado que estos factores no son independientes entre sí, toda mayor relevancia de uno de ellos influye en mayor o menor grado en los otros dos, y generalmente en sentido contrario.

Puede decirse que seguridad en el Sistema Interconectado es un estado relativo del sistema o de una parte de él, que indica la posibilidad de ocurrencia de interrupciones del suministro eléctrico a los usuarios debido a fallas o anomalías en el sistema.

Pueden distinguirse tres niveles de seguridad en el S. I. El primer nivel corresponde a las partes del sistema que tienen una sola posibilidad de alimentación, es el caso de los consumos que están abastecidos en forma radial. El segundo nivel corresponde a aquellos que poseen dos o más vías de alimentación, por ejemplo la zona de Concepción que dispone de tres posibilidades: la central Bocamina y los dos circuitos de la línea de 154 kV Charrúa-Concepción. En este segundo nivel, se encuentra la casi totalidad de las instalaciones y centros consumidores del S. I.; la mayoría dispone de por lo menos dos vías de abastecimiento. Los del primer nivel son escasos y no corresponden a alimentaciones de importancia. Ambos niveles están presentes en el S. I. para condiciones normales de operación, o sea para condiciones usuales de explotación de las centrales generadoras y del sistema de transmisión. Un tercer nivel de seguridad se da en el S. I. o parte de él cuando por condiciones extraordinarias se desea tener una seguridad mayor en el abastecimiento. Por ejemplo cuando se realiza algún acto importante de gobierno en una región; o por alguna otra causa en la cual la superioridad de la Empresa así lo estime necesario. Para estas situaciones se programa el abastecimiento de los consumos de manera que las transferencias de potencia por las líneas de transmisión sean las mínimas, que los centros consumidores sean abastecidos localmente aun a costa de poner en servicio centrales que en otras condiciones no estarían en servicio y finalmente que exista un respaldo de potencia "en giro" en el sistema para prevenir desconexiones intempestivas de unidades generadoras. Toda esta programación tiene por objeto que ante cualquier falla no se produzcan interrupciones en el servicio eléctrico.

Decíamos inicialmente que en el abastecimiento del consumo debe considerarse la calidad del suministro. En un sistema eléctrico la calidad está relacionada con la mantención de los parámetros, frecuencia y tensión, dentro de márgenes prefijados. Un abastecimiento es de

buena calidad cuando: las interrupciones de servicio por desconexiones programadas son las mínimas, la frecuencia eléctrica del sistema se mantiene en un valor de consigna establecido, y las variaciones de tensión (regulación de tensión) en los puntos de suministro a los usuarios se encuentran dentro de los rangos prefijados con anterioridad (normalizados) y acordados con los clientes.

5. LA ECONOMIA EN LA EXPLOTACION DE LOS RECURSOS DE GENERACION Y TRANSMISION DEL SISTEMA INTERCONECTADO

Para analizar este tema en profundidad y poder presentar una visión global y completa de la explotación económica de los recursos disponibles, se requiere de un tratamiento y extensión que va mucho más allá del objeto de esta charla. Por esta razón nos limitaremos solamente a tratar algunos tópicos relacionados con los recursos hidráulicos, en especial aquellos generalmente desconocidos que tienen que ver con las "pequeñas grandes economías" en su utilización.

El pensamiento matriz económico de la explotación del S.I. proviene de la Oficina de Planificación de la ENDESA. Esta Oficina al estudiar y definir el desarrollo del sistema eléctrico del país, entrega los criterios económicos generales de la explotación de las nuevas obras que se incorporan y de que manera ellas inciden en el aprovechamiento global de los recursos.

Basado en estos criterios económicos generales a largo plazo y considerando las características de operación de las obras nuevas, los grupos de estudios del Departamento de Operaciones elaboran las políticas de optimización a mediano y a corto plazo del S.I. (de 0 a 3 y 4 años).

En la charla anterior titulada "Los Recursos Hidroeléctricos en la Planificación de la Operación del Sistema Interconectado" se indican algunos de los estudios que se realizan, las bases que se consideran en ellos y en forma especial algunos modelos que se han implementado. Otros estudios importantes son los relacionados con la "Operación Eléctrica", que permiten que las generaciones y transferencias de energía en el S.I. sean efectuadas en forma económica y en las mejores condiciones de seguridad y calidad de servicio. Todos estos estudios generan las políticas y criterios de optimización, que servirán de base para la programación del uso de los recursos en el mediano y corto plazo.

5.1 Programas de Abastecimiento de los Consumos del Sistema Interconectado

El complejo problema de optimizar el aprovechamiento de cada uno de los recursos disponibles de manera que este aprovechamiento a nivel del S.I. sea también óptimo se aborda a través de los Programas de Abastecimiento de los Consumos del S.I.

En estos Programas se determinan para unidades de tiempo dadas, la generación de las centrales, la operación de los embalses, las transferencias de energía entre regiones, el consumo y stocks de combustibles de las centrales térmicas, el mantenimiento mayor de las insta-

laciones que inciden en la operación del sistema, las ventas de energía a clientes importantes, etc. La información de entrada a estos programas es básicamente:

- a) las previsiones de consumo
- b) la hidrología considerada para las centrales hidroeléctricas
- c) las disponibilidades de combustibles para las centrales térmicas (carbón y petróleo).
- d) las características técnicas de operación de los recursos del S.I. (centrales, líneas de transmisión, limitaciones, embalses, etc.)
- e) los recursos de generación y de transmisión disponibles
- f) las políticas y criterios de optimización

Según la información requerida son los distintos programas que se implementan. Su clasificación es la siguiente:

- Programas a mediano plazo
- Programas a corto plazo
- Programas diario y semanal

Los Programas a Mediano Plazo son realizados para períodos de dos a tres años y para distintas combinaciones de ocurrencia de años hidrológicos. A través de estos programas se analiza la incidencia de las políticas de optimización prefijadas, como también información adicional sobre ventas de energía, utilización de las centrales térmicas y consumos de combustibles, probabilidades de fallas en el abastecimiento, etc. Para su confección se ocupa el modelo de operación simulada ya descrito en charla anterior.

Los Programas a Corto Plazo que cubren períodos de hasta un año, son un afinamiento de los Programas a Largo Plazo. Se analiza en detalle la utilización mensual de las centrales, del sistema de transmisión y de los embalses, los consumos de combustibles, las transferencias y ventas de energía, etc. Estos programas no son pronósticos de lo que va a ocurrir, sino que las metas a que debe tenderse en la operación. Entregan las políticas de optimización a nivel mensual: cómo deben irse utilizando los recursos para cumplir con el óptimo nacional a largo plazo.



Normalmente este Programa se confecciona todos los años a fines del año calendario para el año siguiente y se va actualizando en forma de Programas Trimestrales, con una óptica más amplificada aún, de la operación del sistema.

Este último ajuste es la base para la programación diaria y semanal que se entrega al Despacho de Carga Central para la operación en "tiempo real" del S.I.

El Programa Diario de Generación es el último estudio de utilización de todos los recursos disponibles. En él está la síntesis de todo el pensamiento de la optimización a largo, mediano y corto plazo de todos los estudios y políticas recomendadas, de los antecedentes "vivos" de operación que están ocurriendo en el sistema; en resumen es "cómo" se va a operar hora a hora el S.I.

Este Programa se confecciona diariamente y se entrega en las últimas horas del día al Despacho de Carga Central para su utilización en el día siguiente. Brevemente indicaremos cuál es la información que se debe producir previamente en forma horaria para el día siguiente e información general que se consideran en su realización, ésta es:

- las previsiones de consumos regionales y del S.I. hora a hora para el día siguiente
- las previsiones meteorológicas
- los gastos afluentes previstos para todas las centrales
- los equipos de generación y de transmisión disponibles, como también los equipos no disponibles, su tiempo de indisponibilidad, o disponibles en caso de emergencias, y en que tiempo.
- todas, absolutamente todas las limitaciones y características de operación de los recursos del S.I., como ser: capacidad y limitaciones de operación de las aducciones de las centrales; limitaciones y características de operación de cada unidad, unidades, central y centrales tanto hidroeléctricas como térmicas; limitaciones y la operación eléctrica del sistema de transmisión; rendimientos y aprovechamiento económico de las centrales y sistemas de transmisión, etc.
- las políticas, criterios e instrucciones de operación vigentes que conforman los modos de operación diarios.

Es interesante considerar las tres previsiones que se efectúan diariamente. La más importante es la de los consumos horarios. Esta previsión está basada en los resultados que entrega un programa de computación y que proporciona resultados ponderados de los consumos horarios de los últimos de iguales días anteriormente ocurridos. Esta curva base es analizada por el "Programador", quien le introduce las correcciones que su experiencia y buen criterio le indican. Por ejemplo, son interesantes los análisis que se utilizan para incorporar la situación meteorológica prevista para el día siguiente; en qué forma la curva de consumos variará si el día se presenta nublado en la mañana, despejado en la tarde, o con lluvia; al mediodía, o nublado con frío o sin frío. Es casi imposible llevar a una expresión matemática todas las posibilidades que se pueden presentar. Sólo algunas características se incorporan en los análisis matemáticos que se implementan, como ser la variación de temperatura y luminosidad. El resto, como decíamos, queda sujeto al buen criterio, al "ojo", del programador. Este programador y su conocimiento empírico en este campo, se encuentra en la explotación de casi todos los sistemas temas eléctricos de otros países. Se adquiere una cierta "sensibilidad" para apreciar los cambios en los consumos horarios.

La previsión meteorológica que mencionábamos es efectuada por especialistas de la ENDESA. Adquiere gran importancia en período de lluvias debido a que esta información puede predecir con un grado de ocurrencia bastante aceptable la presencia de frentes de mal tiempo y una estimación de las precipitaciones en las hoyas de ríos importantes. Es el caso de la hoya del Rapel, en que como analizábamos anteriormente, lluvias concentradas producen un cambio brusco de la hidrología y por consiguiente cambios sustanciales en los modos de Operación.

Esta previsión de gastos afluentes a las centrales se apoya básicamente en la estadística diaria de ocurrencia, como también en la información meteorológica que acabamos de comentar.

Hemos hablado, hasta el momento, de la información necesaria para confeccionar el Programa Diario de Generación, pero no se ha dicho en qué consiste este programa. Decíamos que es el último estudio de utilización de todos los recursos disponibles. Previstos los consumos horarios para el día siguiente, se distribuye la generación de las centrales hora a hora para abastecer en la forma más eficiente estos consumos, minimizando las pérdidas en el sistema de transmisión y considerando las políticas de seguridad y calidad para el suministro. En realidad aquí es donde los responsables de la programación diaria se esfuerzan por introducir las "pequeñas grandes economías" en la explotación. Ellas son economías marginales que en períodos breves no tienen significado (horas) pero

en el tiempo son de una magnitud considerable, del orden de 1 a 2% de la energía total generada en el Sistema Interconectado. Estas "pequeñas grandes economías" se obtienen por ejemplo consiguiendo que:

- las centrales trabajen en sus zonas de mejor rendimiento, ya sea por la distribución de potencias entre ellas, como por que las cotas de sus es tanques de sobrecarga o cámaras de carga según el caso sean las máxi - mas.
- los bloques de energía se transfieran a pérdidas mínimas.
- las desconexiones programadas de los recursos de generación y transmisión sean coordinadas de manera que no se pierda agua que podría ser a provechada, y si esto ocurre obligadamente ella sea la mínima. Además, que las pérdidas de transmisión que puedan originar estos mantenimientos, se minimicen.
- el resplado de potencia o potencia "en giro" está distribuido óptima - mente entre las unidades de las centrales, de manera que no afecte en lo posible su rendimiento.
- la previsión de consumo diario sea lo más ajustado a la realidad, para evitar modificaciones posteriores del programa que pudieran desoptimizar el modelo de generación propuesto.
- la regulación de frecuencia del S.I. sea efectuada por la unidad que la realiza en las zonas de su mejor rendimiento,
- etc.

Pequeñas grandes economías como estas y otras no mencionadas, justifican plenamente el esfuerzo que se realiza en este sentido. No es en este caso la gran optimización que se realiza a través de los estudios y políticas a largo, mediano y corto plazo, sino que son la resultante de una experiencia acumulada durante años y de meditados análi sis de la operación del Sistema Interconectado.