

COMISION NACIONAL DE INVESTIGACION
CIENTIFICA Y TECNOLOGICA (CONICYT)
Canadá 308, Casilla 297-V
Santiago, Chile

CONICYT/SRE/4

SEMINARIO SOBRE LOS RECURSOS ENERGETICOS DE CHILE

Santiago de Chile, 16-19 Abril 1974

PROSPECCION DE RECURSOS HIDROELECTRICOS

Rodolfo Bennewitz B.

Empresa Nacional de Electricidad S.A.

Santiago, Chile

Santiago de Chile, 1974



PROSPECCION DE RECURSOS HIDROELECTRICOS

Rodolfo Bennewitz B.

Empresa Nacional de Electricidad S.A.

RESUMEN

Las centrales hidroeléctricas poseen una serie de características que las hacen indispensables para el buen abastecimiento de un sistema eléctrico. Entre éstas cabe citar su flexibilidad de operación, su capacidad de acumular energía en forma de potencial hidráulico y su economía de explotación.

Las características anteriores garantizan el futuro de este tipo de central y de ahí la conveniencia de estudiar en forma metódica todos los recursos hidroeléctricos posibles de desarrollar con que cuenta el país.

Conforme a las estimaciones realizadas, gran parte de los desarrollos hidroeléctricos prospectados son competitivos con respecto a las fuentes alternativas de energía térmica, incluso si se consideran sus costos de transmisión hasta los respectivos centros de consumo.

El estudio de un recurso hidroeléctrico se realiza siguiendo las etapas de estimación preliminar, anteproyecto preliminar, anteproyecto definitivo y proyecto definitivo. Debido a lo prolongado de este proceso, los planes eléctricos deben preverse con una adecuada anticipación.

Las centrales hidroeléctricas actualmente en estudio engloban una potencia del orden de 4 400 MW y una capacidad de generación de 26 000 GWh. Ellas se sitúan en la parte cordillerana de las cuencas de

los ríos Maule, Bío-Bío y Valdivia y en las proximidades del Estuario de Reloncaví.

Entre las centrales en estudio se destacan las denominadas Pangue y Neltume, que deberán ponerse en servicio con posterioridad a 1984.

1. INTRODUCCION

Antes de iniciar el tema de la prospección de recursos hidroeléctricos, es importante aclarar el porqué de ella y qué es lo que se pretende obtener de estos recursos.

La característica fundamental y más conocida de un desarrollo hidroeléctrico es la de ser renovable, es decir, que a diferencia de otros recursos energéticos, como los de combustible, éste no se agota con su uso. Pero adicionalmente el desarrollo en referencia posee otras características que no por ser menos conocidas dejan de ser importantes. Entre éstas pueden citarse, su flexibilidad de operación, su posibilidad de acumular energía eléctrica en forma de energía potencial hidráulica y finalmente su economía, que determina la factibilidad de su utilización.

Para mantener la frecuencia del suministro eléctrico dentro de un rango permisible y posibilitar así la buena marcha de muchas industrias que se abastecen de un sistema de servicio público, es necesario disponer de centrales capaces de tomar carga con mucha rapidez.

En la Tabla 1 se muestran los tiempos típicos necesarios para poner en marcha diversos tipos de centrales eléctricas, tiempos que reflejan en forma inversa su flexibilidad.

Se aprecia que la de operación más rígida es la central nuclear, seguida por la a vapor convencional. Las a vapor diseñadas para servicio de punta son de reacción notoriamente más rápida, pero esto a costa de una disminución de su eficiencia y de su vida útil. Algo simi-

TABLA 1

TIEMPOS TÍPICOS DE PUESTA EN MARCHA DE DIVERSOS TIPOS DE CENTRALES

TIPO DE CENTRAL	Tiempo Previo de calentamiento	Tiempo de Sincronización	Velocidad toma de carga	Tiempo de toma de plena carga	Tiempo Total
A VAPOR-NUCLEAR	3 Ds.	1 1/2 hr	1,2%/min	1 hr. 25'	~ 75 hrs.
A VAPOR-PETROLEO (después de 36 hrs. de detención)	5 hrs	1 hr	1,5%/min	1 hr 7'	~ 7 hrs 10'
A VAPOR DISEÑADA PARA SERVICIO DE PUNTAS	4 hrs.	3 min	2,5%/min	40 min.	~ 4 hrs. 45'
DIESEL A PETROLEO RESIDUAL (lentas)	-	20 min		10 min.	30 min.
DIESEL RAPIDAS					10 min.
TURBINAS A GAS					5 min.
CENTRALES HIDROELECTRICAS (incl. Centr. de Bombeo)					1 - 2 min.

lar sucede con la diesel rápida en comparación con la unidad lenta.

La más flexible es la central hidroeléctrica. Sólo en aquéllas que tienen por aducción un canal existen limitaciones de opera
ción, ya que es necesario variar el caudal captado con un tiempo de previ
sión equivalente al que tarda el agua en recorrer el canal.

Esta característica de las centrales hidroeléctricas se irá valorizando con el transcurso del tiempo, a medida que las centrales nucleares vayan suministrando una parte cada vez más importante de la de
manda eléctrica. Estas últimas, a causa de su inflexibilidad y reducido costo variable de generación, deberán tomar la carga base del consumo.

La posibilidad de acumular energía en forma de potencial hidráulico les da a las centrales hidroeléctricas una flexibilidad adicio
nal para adaptarse a la variabilidad de la demanda. Este efecto se utili
za especialmente en las centrales de bombeo, que aprovechan los excedentes de energía durante la noche para elevar un cierto volumen de agua has
ta su embalse de cabecera y posteriormente, durante las horas de demanda máxima, entregar una energía similar a la utilizada haciendo pasar por las turbinas el volumen previamente bombeado.

El proceso de desfase de la entrega de energía a través de centrales de bombeo resulta económico no sólo porque se usa energía de bajo costo en el bombeo (costo variable nuclear) sino también porque las instalaciones hidroeléctricas correspondientes requieren una reducida in
versión a causa de su relativa sencillez.

La flexibilidad de operación y la capacidad de adaptarse a la demanda acumulando energía en forma de potencial hidráulico son características comunes a la mayor parte de los recursos hidroeléctricos de sarrollables. Pero para que éstos sean dignos de ser aprovechados deben cumplir con el requisito adicional de ser económicos. Bajo ese término se entiende que deben ser capaces de entregar su producción a un costo inferior al de la fuente de energía alternativa. Este tema se tratará en forma más extensa más adelante por lo que aquí sólo se dirá que una parte considerable de los recursos hidroeléctricos desarrollables cumplen con ese requisito. Es conveniente enfatizar que aun existen en el país nume rosos recursos hidroeléctricos capaces de entregar energía a costos que son sólo una fracción de los de las centrales térmicas que suministrarían un servicio equivalente. Además, en el desarrollo de esos recursos se deberá emplear mayoritariamente mano de obra y materiales nacionales, y sólo una comparativamente reducida cantidad de divisas. Estos factores son importantes para la economía nacional, que sufre de una escasez permanente de divisas y de un sobrante de mano de obra.

De lo anteriormente expuesto se concluye que los desarre llos hidroeléctricos continuarán en el futuro desempeñando un papel fundamental en el abastecimiento de las demandas, aún en aquellos países que prácticamente han agotado los recursos económicos de este tipo (Inglaterra, Europa, Estados Unidos). En estos últimos la flexibilidad de opera ción y la capacidad de desfazar la entrega de energía de las centrales

hidroeléctricas reversibles (de bombeo) pasarán a ser fundamentales para el suministro económico de la energía eléctrica.

De aquí nace la imperiosa necesidad de prospectar los recursos hidroeléctricos con que cuenta el país. Así se podrán ir desarrollando en la forma más conveniente, disponiendo oportunamente de las nuevas centrales a medida que la demanda eléctrica lo exija.

2. PROCESO DE SELECCION DE LOS RECURSOS HIDROELECTRICOS

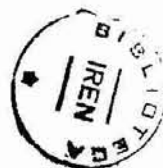
2.1 Requisito Mínimo que debe cumplir un Desarrollo Hidroeléctrico

Para que un desarrollo hidroeléctrico sea considerado como interesante de construir debe, antes que nada, estar capacitado para dar un servicio a un costo inferior al de la fuente alternativa de energía más económica.

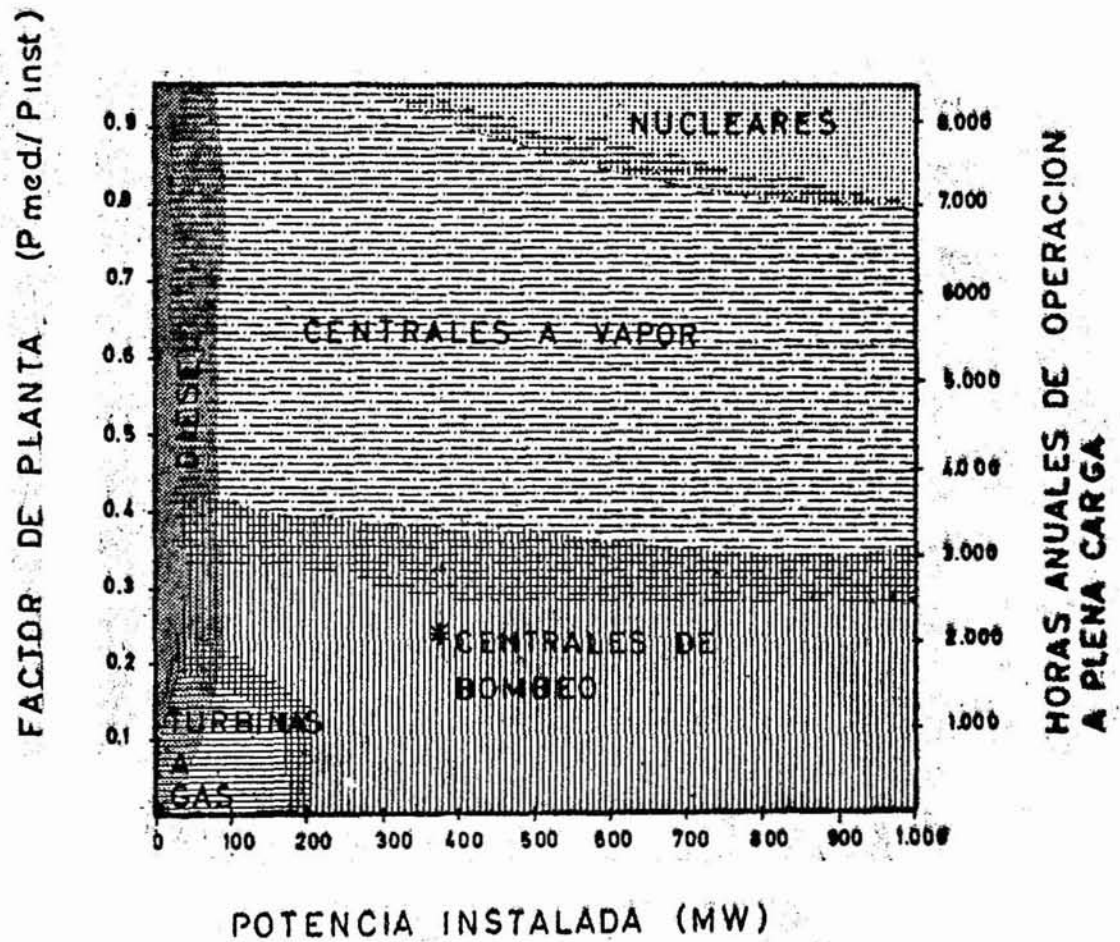
Debido a que otros recursos energéticos, como los geotérmicos, mareomotrices, solares y eólicos son aun poco competitivos y en general, de pequeña densidad energética, se acostumbra emplear como fuente alternativa de comparación las plantas térmicas que usan combustibles fósiles o nucleares. Existen diversos tipos de estas plantas (a combustión interna, turbinas a vapor, turbinas a gas) y cada una de ellas es la más económica dentro de un cierto rango de potencias y de horas anuales de funcionamiento a plena carga.

En la Figura 1 se muestra en forma aproximada los campos de aplicación de los distintos tipos de centrales térmicas en función de la potencia instalada y del factor de planta (relación entre la potencia media anual y la potencia instalada), que refleja la intensidad del funcionamiento de la central. Los límites entre los sectores de la figura no son precisos y dependen de las condiciones económicas imperantes y del desarrollo tecnológico.

Gracias a la gran variedad y distribución dentro del país de los recursos energéticos hidráulicos, es posible construir centrales



CAMPO DE APLICACION DE LAS CENTRALES TERMICAS



* SE INCLUYEN EN ESTE GRAFICO
POR OPERAR UTILIZANDO ENERGIA
DE ORIGEN TERMICO

hidroeléctricas que compitan económicamente con cada uno de los tipos señalados en el gráfico de la figura. Sin embargo, debido a las características geográficas e hidrológicas de nuestro país, a la gran mayoría de las centrales evaluadas en el catastro se les ha debido asignar factores de planta que fluctúan entre 35% y 90% para su buena utilización. Sus potencias posibles de instalar están en la mayor parte de los casos comprendidas entre 5 MW y 1 100 MW. De acuerdo al gráfico, dentro de los rangos anteriores las centrales térmicas adecuadas para servir de patrón de comparación son las diesel para potencias pequeñas y las a vapor convencionales en la zona de capacidades mayores. Entre estas últimas, deben tomarse en cuenta aquéllas que quemen petróleo combustible (fuel oil), ya que la capacidad de producción de carbón nacional se encontrará copada por otros consumos industriales y las instalaciones existentes, de manera que no existirá disponibilidad para las nuevas centrales térmicas que puedan construirse.

En la Figura 2 se muestran los costos de generación de las plantas diesel en el rango de 0 a 50 MW y de las a vapor-petróleo sobre ese valor. Debido a la inseguridad que se registra en el momento actual con respecto a los costos del petróleo y de los equipos de generación, se han dibujado dos curvas, correspondientes a una estimación de valores mínimos y máximos a largo plazo. Dichos costos son los de la energía colocada en el patio de alta tensión a nivel de precios de mercado.

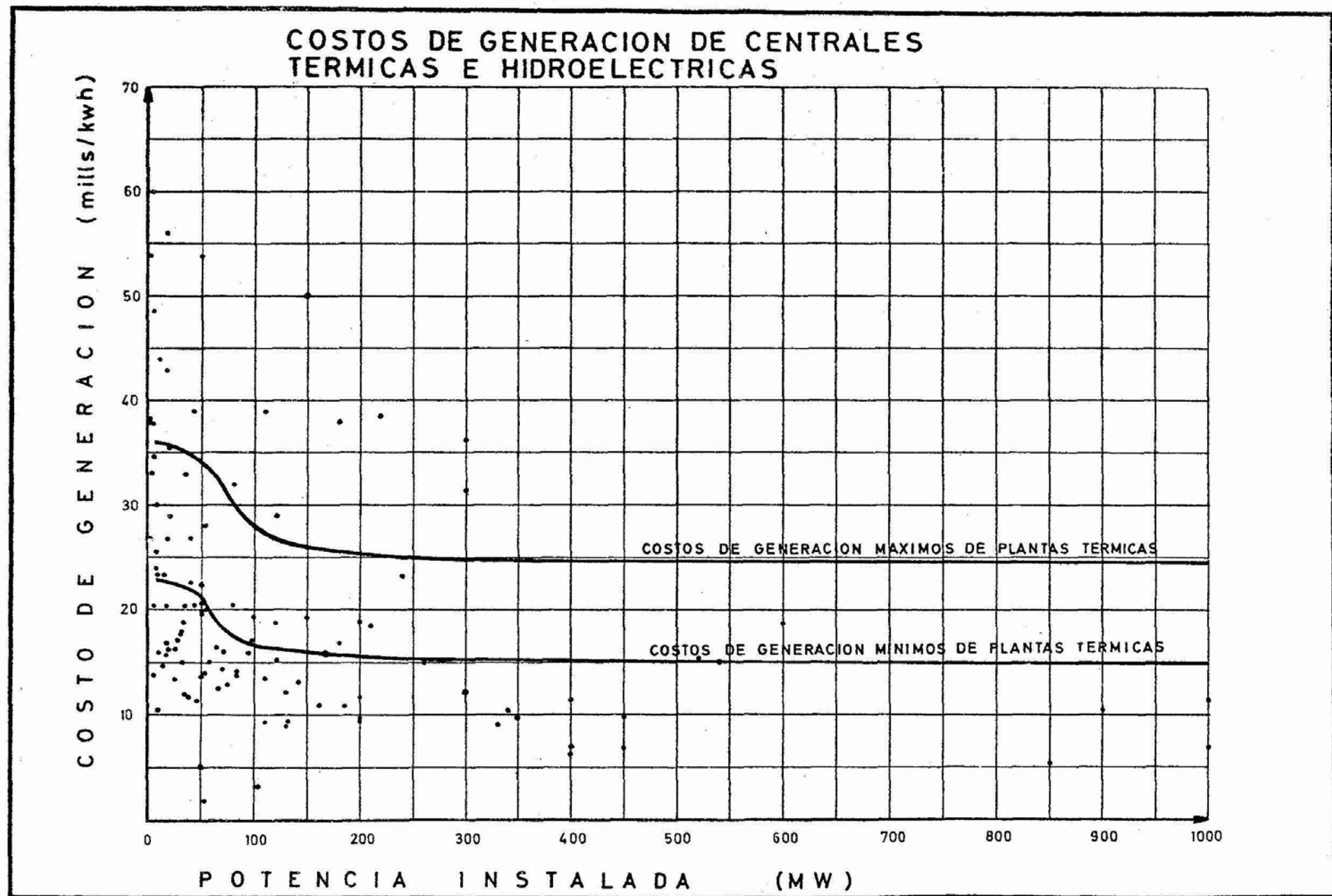


FIGURA 2

Como las centrales térmicas se pueden ubicar muy cerca de los centros de consumo, los costos de transmisión son poco significativos y en primera instancia puede aceptarse que los valores señalados son representativos del costo de la energía en el lugar de consumo.

Por otra parte, para que una comparación refleje la realidad económica de un país es necesario que se realice empleando costos sociales. En vista de que no se dispone de estos últimos, y que se sabe que en el sector eléctrico las comparaciones a precios de mercado dan resultados similares a las hechas a niveles de precios sociales, se pueden aceptar los valores del gráfico para los fines de una comparación preliminar con los de las centrales hidroeléctricas.

En el mismo gráfico de la Figura 2 se han representado los costos de generación de los recursos evaluados del catastro, que también están al nivel de precios de mercado. Los costos corresponden a los de la energía puesta en el patio de alta tensión y por lo tanto son válidos para los centros de consumo situados junto a la planta.

Se ve en el gráfico que del total de 119 centrales evaluadas en forma preliminar, con un total de 17 500 MW aproximadamente, sólo 19 con un total de 1 500 MW (8,6%) pueden dejarse en forma inmediata de lado por poco económicas. Otras 27 centrales con un potencial total de 2 400 MW (13,7%) aparecen como económicamente dudosas. Todos los desarrollos restantes (77,7%) serían competitivos.

2.2 Efecto de los costos de transmisión

Si se considera que en la mayoría de los casos la energía no podrá ser consumida junto a la central, sino que deberá transmitirse a través de una línea hasta su lugar de empleo, las conclusiones anteriores perderán su validez al agregar los costos de este transporte.

En el presente se están realizando algunos estudios con el fin de tratar de determinar el costo de transmisión asignable a cada una de las centrales evaluadas. Si bien aun no se dispone de los resultados de este análisis, es posible adelantar que estos costos dentro del área de influencia del Sistema Interconectado no serán lo suficientemente grandes como para cambiar fundamentalmente las conclusiones deducidas de la Figura 2'.

No puede asegurarse lo mismo de los recursos situados al sur de Puerto Montt (6^a Región Geográfica). Las inversiones en instalaciones de transmisión en estos casos podrían llegar a valores similares al costo de las centrales y aun superiores, con lo cual su energía alcanzaría costos no competitivos con el de otras posibles fuentes de suministro eléctrico del Sistema Interconectado. El uso de la energía de dichos recursos quedaría limitado al abastecimiento de industrias locales.

A medida que se vayan poniendo en servicio los recursos hidroeléctricos más cercanos a los grandes centros de consumo será necesario recurrir sucesivamente a los que se encuentran más alejados, con el consecuente encarecimiento de la energía por los recargos de la transu

misión. Para lograr la utilización económica de esos recursos será necesario minimizar tanto los costos de generación como los de transmisión. La forma de lograr ésto es instalando la potencia mínima compatible con el buen aprovechamiento del recurso. Por dicha razón se han estimado las potencias desarrollables por los distintos recursos hidroeléctricos asignándoles factores de planta ($P_{med\ anual}/Pot.\ instalada$) tanto más altos cuanto mayor es su distancia a los centros de consumo. Así a los situados en las zonas céntricas se les asigna factores comprendidos entre 0,3 y 0,7, a los de la 5ª Región Geográfica, valores entre 0,7 y 0,8, y a los más distantes, factores de planta entre 0,8 y 0,9.

Este criterio concuerda dentro de ciertos límites con el uso de la energía para fines industriales. Las únicas industrias que operan utilizando grandes cantidades de energía eléctrica son las relacionadas con la electroquímica y la metalurgia (aluminio, acero). Como sus consumos son poco variables, requieren consecuentemente de fuentes de su ministro de alto factor de planta.

Los consumos domésticos en las zonas australes no tendrán mayor incidencia en el desarrollo de los grandes recursos hidroeléctricos, por lo que éstos deberán diseñarse con un alto factor de planta, tanto en el caso de transmitirse su energía como en el de su uso local.

2.3 Requisitos Adicionales

Para que un recurso hidroeléctrico pueda ser juzgado como interesante de desarrollar, además de ser competitivo con respecto a la

fuelle alternativa de energía, debe cumplir con algunas otras condiciones adicionales.

Considerando que por una parte, gracias a la economía de escala, las centrales más grandes son también por lo general las más económicas, y que por otra parte el país dispone de una capacidad limitada de recursos para estudiar y construir nuevas centrales, se ha decidido por ahora limitar el tamaño de las centrales por proyectar a una potencia capaz de abastecer los incrementos de demanda por un período semejante al de su construcción, dentro de lo posible.

Este último criterio ha llevado a eliminar en primeras instancias todos aquellos recursos que encontrándose cerca de los extremos del Sistema Interconectado tengan menos de 100 MW de potencia. Para los ubicados más cerca del centro del sistema el límite se ha aumentado a 200 MW.

Mediante la aplicación de los criterios enunciados se han seleccionado las diversas centrales que actualmente se encuentran en estudio y que se describen en el punto 4.

3. ETAPAS DE ESTUDIO

Una vez reconocida la existencia de un recurso hidroeléctrico, se le cataloga dentro del catastro y se la evalúa en forma preliminar, estimando su potencia, generación anual y costo. Este último factor se calcula empleando relaciones de costo empíricas, deducidas de centrales ya construídas y aplicables a cada una de las partes constituyentes del desarrollo.

Se dispone así de una primera idea sobre la calidad del recurso que, si bien puede distar con respecto a su valor final, permite hacer una comparación con otros recursos evaluados en forma similar y juzgar si es o no digno de mayor consideración.

Esta evaluación preliminar constituye la primera etapa de estudio de todo recurso. Para llevarla a cabo es necesario disponer de cierta información sobre su topografía, geología e hidrología, que puede tardar entre uno o dos meses en recolectarse. Además debe contarse con un diseño esquemático de las obras del desarrollo.

Los resultados de la etapa inicial del estudio posibilitan la preselección de los recursos más interesantes y la determinación de un orden de prioridad para su estudio de acuerdo a su costo, tamaño y ubicación.

A continuación se inicia un anteproyecto preliminar del esquema de desarrollo esbozado con anterioridad. En esta etapa se realiza un diseño relativamente cuidadoso de cada una de las obras de la cen-

tral, tomando en cuenta la geología superficial del terreno en que se las ha de ubicar. También se emplean planos topográficos de una escala adecuada, obtenidos mediante levantamientos aerofotogramétricos. En el dimensionamiento de cada una de las partes del desarrollo se trata de introducir las condiciones más económicas de construcción y operación.

Para la ejecución de un anteproyecto preliminar se requiere un cúmulo importante de información previa. Por ejemplo, debe disponerse de unos 10 a 20 años de estadística hidrológica y de estudios geológicos de superficie con detalles comparables al tamaño de las obras por construir. Contando con este tipo de antecedentes, la confección del anteproyecto preliminar puede llevarse a cabo en un lapso del orden de 3 a 4 meses.

Los resultados de los anteproyectos preliminares posibilitan la revisión del orden de prioridad originalmente establecido para adecuarlo a los nuevos resultados.

De entre las centrales en anteproyecto preliminar se seleccionan las más promisorias, o sea aquéllas que por sus características se juzga que pueden entrar en servicio dentro de los próximos 15 o 20 años. Estas últimas pasan a la siguiente etapa de estudio, que es la de anteproyecto definitivo.

El anteproyecto definitivo consulta el rediseño de las obras de la central sobre la base de antecedentes del terreno más fidedignos. La información geológica que ahora se necesita es de subsuperficie,



tral, tomando en cuenta la geología superficial del terreno en que se las ha de ubicar. También se emplean planos topográficos de una escala adecuada, obtenidos mediante levantamientos aerofotogramétricos. En el dimensionamiento de cada una de las partes del desarrollo se trata de introducir las condiciones más económicas de construcción y operación.

Para la ejecución de un anteproyecto preliminar se requiere un cúmulo importante de información previa. Por ejemplo, debe disponerse de unos 10 a 20 años de estadística hidrológica y de estudios geológicos de superficie con detalles comparables al tamaño de las obras por construir. Contando con este tipo de antecedentes, la confección del anteproyecto preliminar puede llevarse a cabo en un lapso del orden de 3 a 4 meses.

Los resultados de los anteproyectos preliminares posibilitan la revisión del orden de prioridad originalmente establecido para adecuarlo a los nuevos resultados.

De entre las centrales en anteproyecto preliminar se seleccionan las más promisorias, o sea aquéllas que por sus características se juzga que pueden entrar en servicio dentro de los próximos 15 o 20 años. Estas últimas pasan a la siguiente etapa de estudio, que es la de anteproyecto definitivo.

El anteproyecto definitivo consulta el rediseño de las obras de la central sobre la base de antecedentes del terreno más fidedignos. La información geológica que ahora se necesita es de subsuperficie,

como la entregada por sondeos y por perfiles geosísmicos. En topografía se exigen triangulaciones de primer orden y nivelaciones de precisión, para poder confeccionar planos de detalle. Los datos hidrológicos usados en los estudios de energía deben estar basados en estadísticas de no menos de 20 años de extensión para que los resultados puedan ser representativos de lo que puede suceder en el futuro.

En la confección de un anteproyecto definitivo debe diseñarse cada obra en forma económica, para lo cual es indispensable disponer de información sobre la futura operación del sistema por abastecer. Entre otras cosas deben conocerse los costos marginales de la potencia y energía por suministrar en las distintas épocas del año.

Para un estudio racional de un desarrollo no basta con conocer los costos correspondientes a un cierto tamaño. Es necesario saber como varían dentro de un amplio rango de potencias, lo cual obliga a estudiar soluciones de diversos tamaños. Sólo en esta forma es posible determinar la potencia óptima con que deberá equiparse el recurso.

La etapa de anteproyecto definitivo suele tardar entre 1 y 2 años en completarse, dependiendo ésto de la complejidad del desarrollo, de las facilidades de acceso, de la infraestructura con que se cuenta en la zona, de la capacidad de financiamiento y de otros factores de menor importancia.

Los resultados provenientes de los anteproyectos definitivos se usan para estudiar el comportamiento de las respectivas centrales en el abastecimiento del sistema que han de servir. De estos estu-

dios se deduce la secuencia más conveniente de la puesta en servicio de las centrales en anteproyecto y la potencia con que deberá equiparse cada una de ellas.

La información anterior posibilita la iniciación del proyecto definitivo, que viene a ser la culminación de los estudios de todo desarrollo hidroeléctrico. Los planos del proyecto se emplean en la construcción de las obras, por lo que deben contener un máximo de detalle.

El proyecto definitivo de un desarrollo normalmente tarda entre 2 y 3 años en completarse, dependiendo ésto del avance de las prospecciones del terreno y de los demás factores ya enumerados en el caso del anteproyecto definitivo.

Se aprecia que sumando los períodos de tiempo citados para cada una de las etapas mencionadas se llega a un total de 3 1/2 a 5 1/2 años, sin contar los tiempos previos e intermedios que suelen ser indispensables para la recolección de ciertos antecedentes como los hidrológicos, por ejemplo.

Si ahora se agrega el tiempo de construcción, que fluctúa entre 5 y 7 años, se comprenderá cuan prolongado es el período que transcurre entre el reconocimiento de un recurso hidroeléctrico y la puesta en servicio de las instalaciones que lo aprovechan. De este hecho nace la necesidad de estudiar los recursos y prever los planes para su desarrollo con tanta anticipación.

Los costos de estudio involucrados en todo este proceso

suelen tener cierto peso dentro del costo total del desarrollo hidroeléctrico, aunque frente a los de construcción son de menor importancia.

4. RECURSOS HIDROELECTRICOS MAS IMPORTANTES EN PROCESO DE EVALUACION

Actualmente existen varios proyectos preseleccionados por su costo, tamaño y ubicación dentro del país que se encuentran en algunas de las etapas de estudio ya descritas. Estos proyectos deberán suministrar entre los años posteriores a 1984 y fines de siglo una parte importante de los incrementos de energía demandados por el Sistema Interconectado.

A continuación se describirán brevemente las características de los principales anteproyectos, que en conjunto han de proporcionar del orden de 4 400 MW y 26 000 GWh. Estos desarrollo hidroeléctricos se concentran principalmente en las cuencas cordilleranas de los ríos Maule, Bío-Bío y Valdivia y en los alrededores del Estuario de Reloncaví. En la Figura 3 se muestra su ubicación dentro del país.

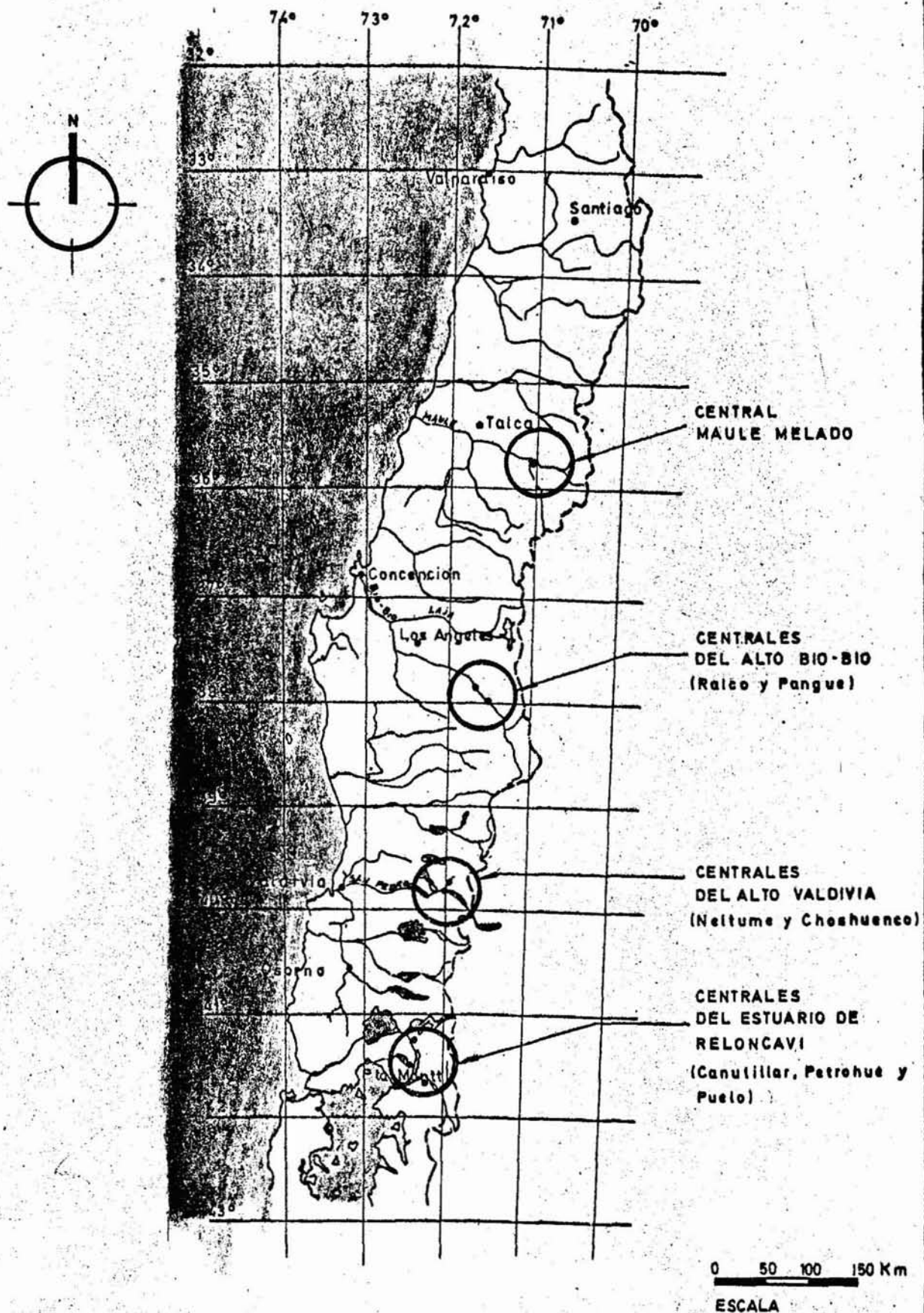
De norte a sur, ellos son:

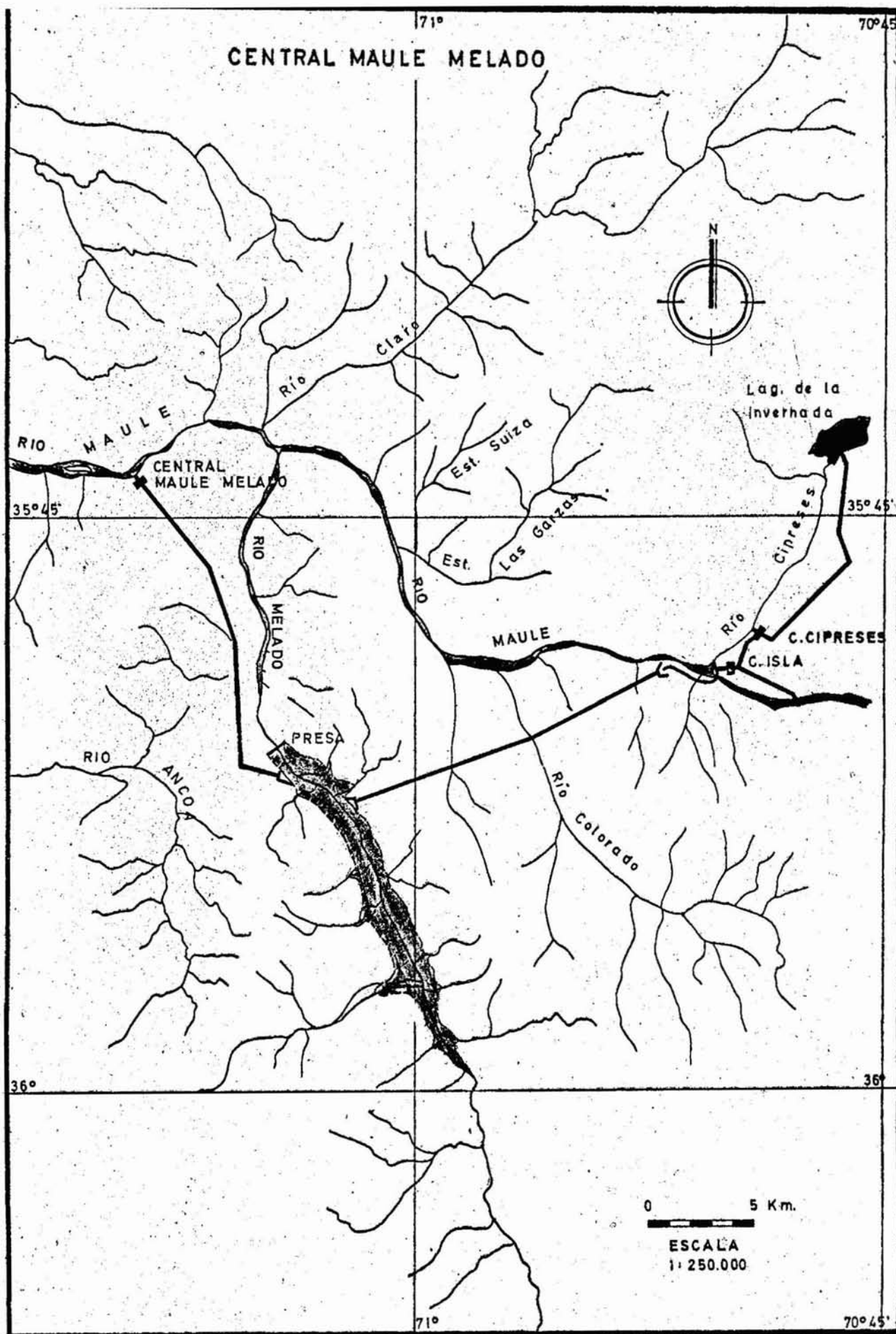
- 4.1 Central Maule-Melado: se sitúa en la zona cordillerana de la cuenca del río Maule, al sur de la latitud de Talca.

El desarrollo permite utilizar los recursos hidroeléctricos del tramo del río comprendido entre la descarga de la Central Isla y el embalse de la Central Colbún. También aprovecha los correspondientes al río Melado entre los niveles mencionados. Este último es el principal afluente de la cuenca alta del Maule (Ver Figura 4)

La central se compone de una aducción en túnel que capta las aguas descargadas por la Central Isla y las lleva hasta un embalse

UBICACION DE LOS RECURSOS HIDROELECTRICOS EN ESTUDIO





se situado en el río Melado. Este embalse está formado por una presa de 160 m de altura y de sus obras anexas. Desde aquí se captan las aguas para la central y se conducen hasta la zona de caída a través de un túnel de 10 Km.

El esquema anterior permite desarrollar una potencia del orden de 600 MW y entregar una energía anual de unos 3 800 GWh.

En el presente existe un anteproyecto preliminar de esta central y su anteproyecto definitivo se encuentra en la etapa de iniciación.

4.2 Centrales del Alto Bío-Bío: Ralco y Pangué

Estas se encuentran en el curso cordillerano del Bío-Bío que queda al sureste de la ciudad de Los Angeles.

Las dos centrales mencionadas deberán aprovechar la mayor parte de los recursos de la nombrada cuenca, generando en conjunto unos 7 400 GWh y una potencia de 1 500 MW aproximadamente. Ambas se encuentran en serie hidráulica, es decir el caudal descargado por una es empleado por la otra, siendo Ralco la ubicada más aguas arriba (Ver Figura 5).

La obra principal de la Central Ralco es una gran presa en arco de hormigón, de una altura aún no bien precisada, pero que se encuentra dentro del rango de los 200 a 300 m. Esta presa forma un gran embalse tras sí, que permite regular los caudales afluentes en forma estacional, logrando así que puedan ajustarse a las demandas eléctricas.

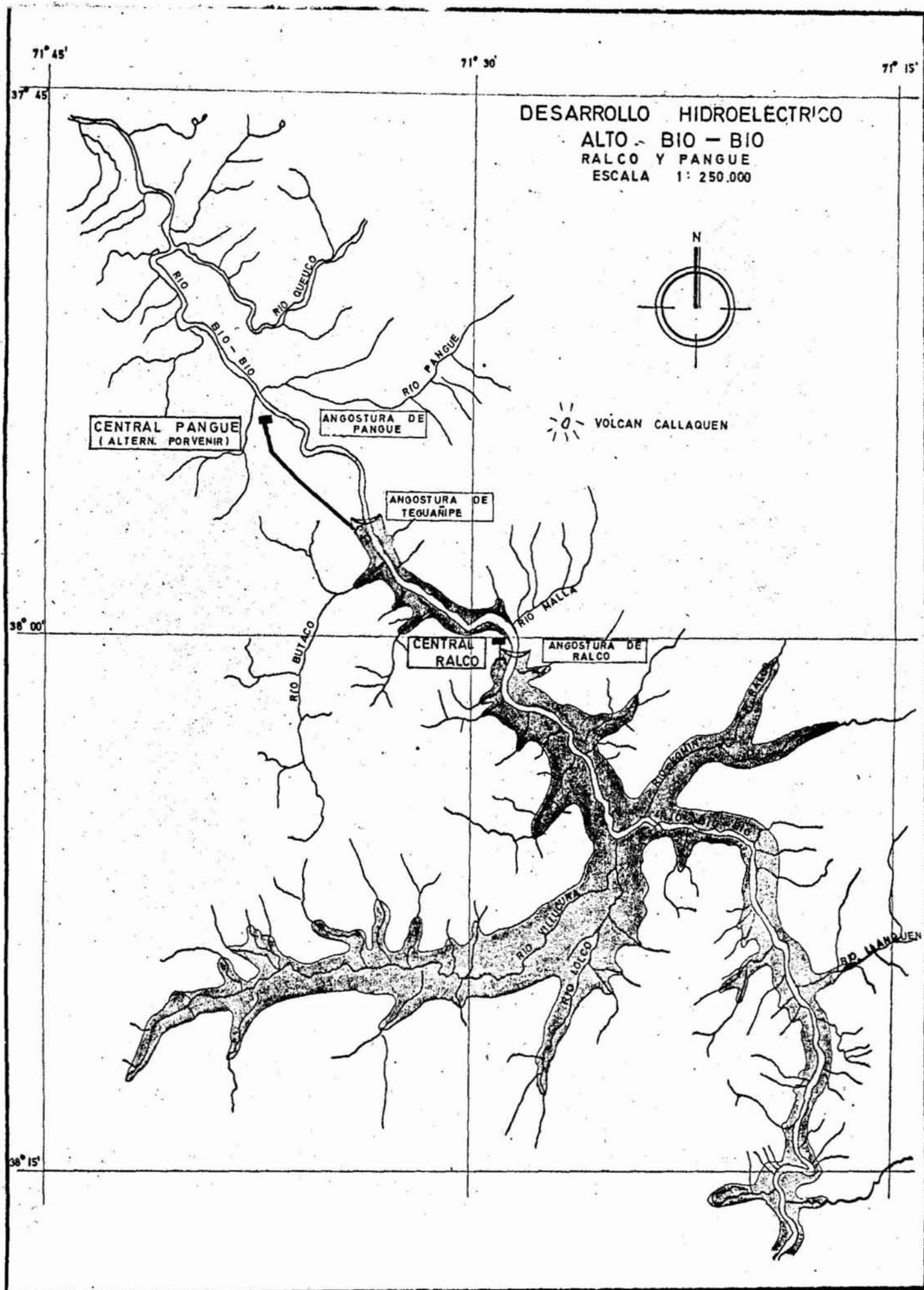


FIGURA 5

Las obras de conducción consisten en diversas tuberías de presión subterráneas que se inician en el embalse y terminan en la casa de máquinas. Esta última es una caverna subterránea que contiene los grupos generadores. La evacuación de las aguas turbinadas se realiza a través de un corto túnel que termina en el cauce del río.

El anteproyecto preliminar le asigna a Ralco una potencia de 1 000 MW, que la capacita para producir unos 4 200 GWh anuales.

Actualmente se están recolectando los antecedentes de terreno necesarios para iniciar el anteproyecto definitivo de la Central Ralco.

La Central Pangué se ubica unos 20 Km aguas abajo de la de Ralco. Consta de una presa de unos 150 m de altura implantada en una angostura del Bío-Bío conocida por el nombre de Teguafípe. Desde el embalse creado por la presa se transportan las aguas a través de un túnel de 7,5 Km de longitud hasta la zona de caída. En este último lugar se encuentran las tuberías de presión y la casa de máquinas, consistente en una caverna excavada en la roca de la ladera izquierda del valle.

Los estudios de esta central se encuentran en la etapa de anteproyecto definitivo. Los resultados obtenidos hasta el momento indican la conveniencia de equiparla con una potencia comprendida entre 450 y 600 MW, dependiendo ésto del tamaño definitivo que se le asigne a la Central Ralco. Con potencias de esa magnitud y encontrándose la Central Ralco en operación, su generación anual podría ser de unos 3 200 GWh anuales.

La Central Pangué se encuentra entre las seleccionadas pa-

ra ser puesta en servicio a continuación de Colbún (1984).

4.3 Centrales del Alto Valdivia: Neltume y Choshuenco

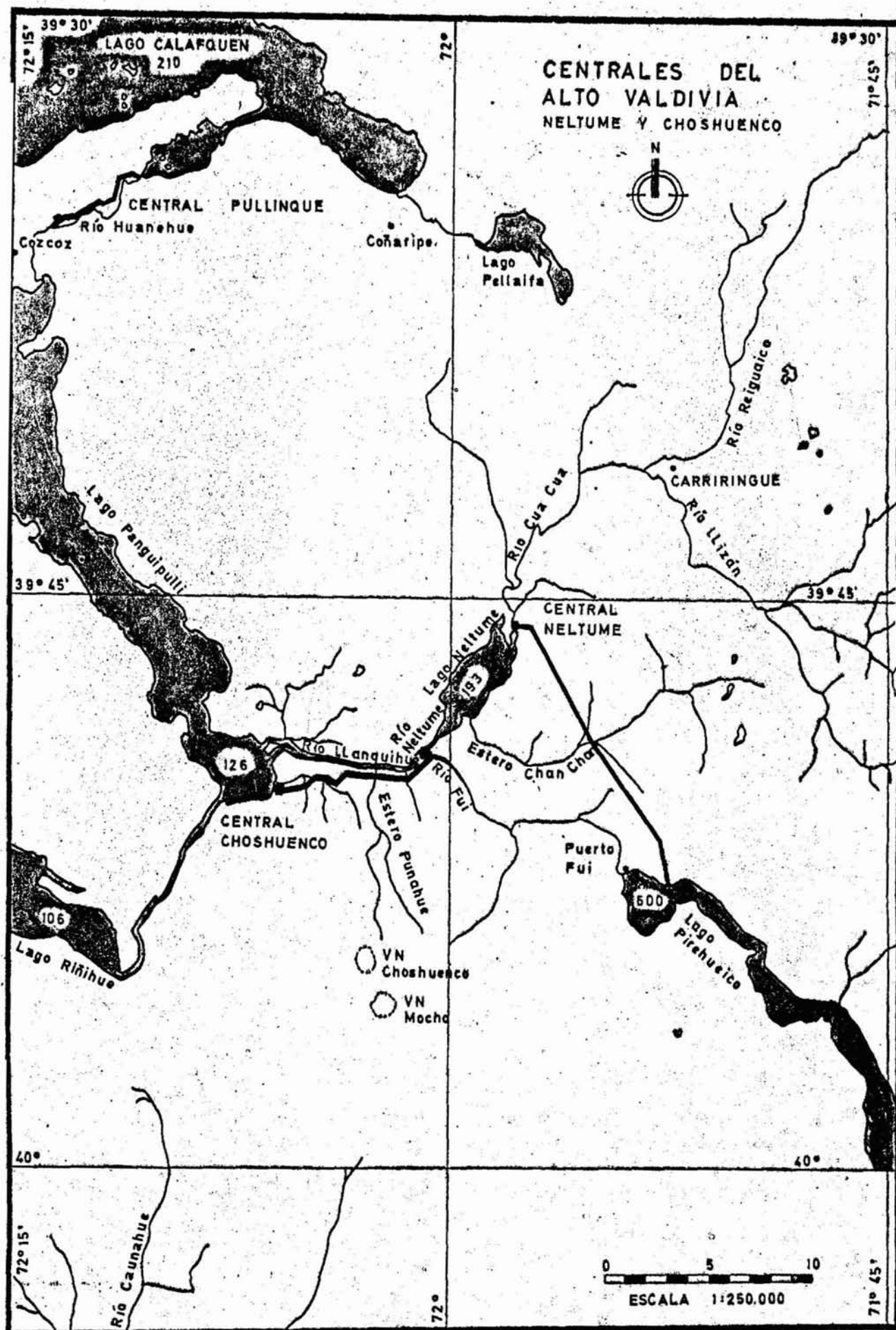
Estas se sitúan en la zona cordillerana que está al oriente de la ciudad de Valdivia. Entre las dos aprovechan totalmente la diferencia de altura de aproximadamente 470 m existente entre los lagos Pirehueico y Panguipulli. Ambas se benefician haciendo uso del embalse natural que es el lago Pirehueico (Ver Figura 6).

La Central Neltume utiliza la mayor parte de la altura de caída citada, ocupando el desnivel de 407 m entre los lagos Pirehueico y Neltume.

El proyecto consulta captar las aguas efluentes del Pirehueico y llevarlas mediante un túnel de 15 Km hasta el lago Neltume, donde se realiza la caída. La casa de máquinas se encuentra junto a este último lago y evacua las aguas turbinadas al río Cua Cua, a pocos metros de su desembocadura en el Neltume.

La central probablemente dispondrá de una potencia instalada comprendida entre 450 MW y 500 MW, que la capacitará para entregar una generación media anual de 3 000 GWh.

En el presente se cuenta con un anteproyecto definitivo de Neltume. Los resultados obtenidos en ese estudio y las prospecciones de terreno indican que el diseño elegido es técnica y económicamente factible. Además sus características la señalan como una de las más indicadas para servir los incrementos de los consumos del



Sistema Interconectado después de la Central Colbún. Como Neltume tendría que iniciar su operación en 1984, su proyecto definitivo deberá iniciarse en el transcurso del presente año.

La Central Choshuenco toma sus aguas junto al desagüe del lago Neltume, captando en esta forma los caudales provenientes de la Central Neltume y los afluentes al lago de igual nombre. Desde la bocatoma el caudal es conducido a través de una aducción compuesta de 6 Km de canal y 2 Km de túnel hasta el lago Panguipulli, junto al cual se encuentra la casa de máquinas y las tuberías de presión. La evacuación se efectúa directamente al lago.

La potencia por instalar en Choshuenco es del orden de 130 MW, con la cual generaría unos 840 GWh anuales en promedio.

La central en referencia se encuentra en la etapa de anteproyecto preliminar. Actualmente se están recolectando los antecedentes necesarios para iniciar el anteproyecto definitivo.

4.4 Centrales del Estuario de Reloncaví

En la zona de este estuario existe una concentración importante de recursos hidroeléctricos. En efecto, se estima posible desarrollar una potencia del orden de 1 670 MW con una capacidad de generación media anual de 11 000 GWh, o sea superior a la producción actual de energía eléctrica de todo el país.

La producción anterior se lograría con la construcción de sólo 3 centrales, denominadas Canutillar, Petrohué y Puelo. La últi

ma de las mencionadas sería la más importante, aportando alrededor de 2/3 del total anotado (Ver Figura 7).

La Central Canutillar desarrolla los recursos del río Chamiza, captando sus aguas directamente del lago Chapo, de donde nace el citado río, y llevándolas luego hasta junto al Estuario de Reloncaví a través de un túnel de 7 Km. de longitud. En ese lugar se sitúan las tuberías de presión y la casa de máquinas. Esta última contiene un grupo generador de 130 MW con el cual puede producir una generación media anual de 800 GWh. El caudal descargado por las turbinas se entrega directamente al estuario.

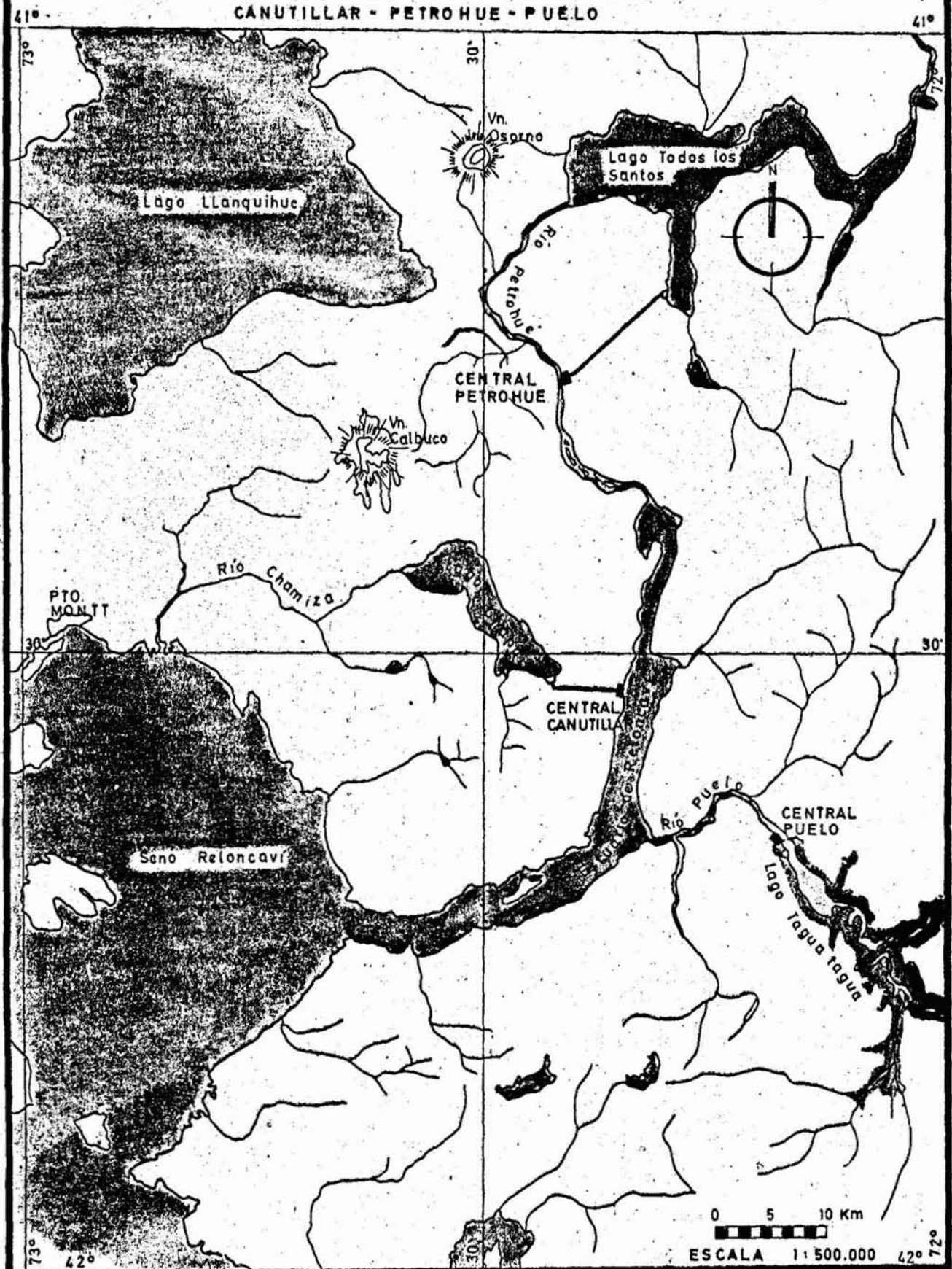
El volumen de regulación de que dispone Canutillar en el lago Chapo es de tal magnitud que le permite realizar una regulación interanual del caudal utilizado, capacitándola así para salvar prolongados períodos de sequía.

Actualmente se dispone de un anteproyecto preliminar de esta central y su anteproyecto definitivo se encuentra en confección

La Central Petrohué, como lo indica su nombre, utiliza los recursos del río Petrohué entre su nacimiento en el lago Todos Los Santos y un lugar situado cerca de su desembocadura en el Estuario de Reloncaví. Esto lo logra mediante un túnel de 12 Km de longitud, que capta en el mencionado lago y conduce las aguas por utilizar hasta la zona de caída.

Petrohué estaría equipado con una potencia de 440 MW y ge

CENTRALES DEL ESTUARIO DE RELONCAVI CANUTILLAR - PETROHUE - PUELO



neraría 3 000 GWh de promedio anual. Sus estudios se encuentran en la etapa de anteproyectos preliminar.

La Central Puelo desarrolla prácticamente todo el potencial energético del río de igual nombre mediante la construcción de una gran presa de unos 180 m de altura y 50 millones de m³ de volumen. Esta presa eleva el nivel de las aguas hasta alcanzar la altura del Lago Inferior (cota 193 m. sobre el nivel del mar aproximadamente), creando un embalse que posibilita la regulación estacional del caudal afluente, aportado por los ríos Puelo y Manso.

La central capta las aguas en el embalse, las lleva a través de tuberías de presión a una casa de máquinas subterránea y las retorna finalmente al cauce del río aguas abajo de la presa a través de un corto túnel.

Conforme al anteproyecto preliminar de esta central, que se encuentra en confección, la potencia instalada del desarrollo sería de unos 1 100 MW y su generación anual de 7 200 GWh en promedio.

4.5 Central Río Ibáñez

El río Ibáñez es el principal afluente del lago General Carrera (Buenos Aires en Argentina), que da nacimiento al río Baker. Cerca de su desembocadura en el lago, el Ibáñez presenta un tramo con una serie de rápidos y una cascada terminal de más de 40 m de altura. La Central Ibáñez utilizaría el potencial hidráulico concentrado en este lugar para abastecer el sistema Aisén- Coihaique-Bal-

maceda, enviando su energía a través de una línea de unos 120 Km de longitud.

El desarrollo hidroeléctrico aprovecharía un desnivel de unos 65 m captando las aguas del río antes de la zona de saltos y conduciéndolas hasta el pie de la cascada terminal a través de un túnel de 1,3 km de longitud. En ese lugar, junto al río, se situaría la casa de máquinas (Ver Figura 8).

Inicialmente se instalarían 3 grupos generadores de 5 MW escalonados en el tiempo a medida que lo fuese exigiendo las demandas del sistema. Con posterioridad se completaría la capacidad final de 50 MW instalando 2 grupos de 15 MW y 20 MW respectivamente. Esa potencia capacitaría a la Central Río Ibáñez para entregar en promedio unos 440 GWh anuales.

La prosecución de los estudios de las centrales enumeradas y de otras que puedan demostrarse como aptas para afrontar las futuras necesidades de potencia y energía eléctrica del país, permitirá disponer de suficientes alternativas de selección para satisfacer los requerimientos de una planificación racional de los recursos hidroeléctricos.

