

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



UTILIZACION DEL MODELO WASP VERSION III EN EL ESTUDIO DEL PLAN DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELECTRICO CENTRO NORTE

T E S I S

Para optar el Título Profesional de
INGENIERO ELECTRICISTA

CARLOS CERVANTES CASTRO

PROMOCION 1978 - 1

Lima . Perú
1987

Para mi Esposa Esther.....

..... por siempre unidos.

Para mis hijos Carlos Arturo y Jéssica.....

..... esperando tener el ejemplo y la fuerza
para enseñarles el camino.

Para mis padres Enrique y Elizabeth.....

..... esperando compartan conmigo la ale-
gría de avanzar un peldaño más.

Para mis hermanos Betty, Alberto, Sergio,

Miguel y Enrique.....

.....por el fututo que viviremos.

E X T R A C T O

Título de la Tesis:

UTILIZACION DEL MODELO WASP VERSION III EN EL ESTUDIO
DEL PLAN DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELECTRICO
CENTRO-NORTE

Autor : CARLOS CERVANTES CASTRO

Grado que Opta:

INGENIERO ELECTRICISTA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

LIMA - 1986

En el Primer Capítulo, se realizará el planteamiento del problema, donde se describirá las características del su ministro de energía eléctrica en el PERU. Asimismo, se describirá el Sistema Eléctrico Centro-Norte actual y se planteará la naturaleza del problema a resolver en la - presente Tesis.

En el Segundo Capítulo, se describirá la metodología de optimización utilizado, el cual está formado principalmente por el modelo computacional WASP Versión III y dos programas de cómputo complementarios, el primero genera la red de transmisión de cada alternativa analizada y el segundo realiza el cálculo del valor presente de todos los costos asociados a cada alternativa.

En el Tercer Capítulo, se realizará una descripción de los datos requeridos por el modelo de optimización WASP Versión III para la realización del estudio del plan de desarrollo del Sistema Eléctrico Centro-Norte.

También, se definirá el horizonte de planeamiento a considerar, los criterios técnicos, parámetros económicos y restricciones sectoriales que se considerarán en el presente trabajo.

En el Cuarto Capítulo, se formularán las alternativas de Desarrollo del Sistema Eléctrico Centro-Norte, así como, de los Sistemas Eléctricos Aislados que se encuentran en el área de influencia del Sistema Eléctrico anteriormente mencionado.

En el Quinto Capítulo se realizará los análisis correspondientes para definir la alternativa más adecuada de desau

rollo del Sistema Eléctrico Centro-Norte y de los Siste
mas Eléctricos Aislados.

Finalmente, se expondrán las Conclusiones y Recomendaciones
de presente trabajo, así como, las Referencias Biliográficas
utilizadas.

I N D I C E

	Pág.
INTRODUCCION	1
1. Planteamiento del Problema	3
1.1 Generalidades	3
1.2 Características del Suministro Eléctrico en el Perú.	4
1.3 Descripción Actual del Sistema Eléctrico Centro-Norte.	15
1.3.1 Descripción del Sistema Eléctrico Centro-Norte integrado	15
1.3.2 Descripción de los Sistemas Eléctricos Aislados.	17
1.4 Naturaleza del Problema.	31
2. Metodología de Optimización Utilizado	33
2.1 Generalidades	33
2.2 Descripción del Modelo WASP versión III	34
2.3 Descripción de Programas Complementarios	59
2.3.1 Programa Generador de la Red de Transmisión	59

	Pág.
2.3.2 Programa Para el Cálculo del Valor Presente.	64
3. Datos del Problema.	68
3.1 Generalidades.	68
3.2 Horizonte de Planeamiento.	69
3.3 Definición de Parámetros Económicos, Restricciones Sectoriales y Criterios Técnicos.	70
3.3.1 Parámetros Económicos.	71
3.3.2 Restricciones Sectoriales.	74
3.3.3 Criterios Técnicos.	76
3.4 Información Referente al Sistema de Generación y Transmisión Eléctrica.	95
3.4.1 Sistema de Generación Eléctrica	95
3.4.2 Sistema de Transmisión Eléctrica	98
3.5 Previsión de Demandas.	99
3.5.1 Consideraciones Generales Para la Previsión de Demandas.	101
3.5.2 Breve Descripción de la Metodología de la Previsión de Demandas.	103
3.5.3 Diagramas de Duración de Carga	108
3.5.4 Información considerada para el Sistema Eléctrico Centro-Norte.	111

	Pág.
4. Formulación de Secuencias Alternativas	172
4.1 Generalidades	172
4.2 Planteamiento de Alternativas Para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Centro- Norte.	173
4.3 Planteamiento de Alternativas Para el Desarrollo de los Sistemas Eléctricos Aislados.	179
5. Definición de la Alternativa Más Adecuada	191
5.1 Generalidades	191
5.2 Definición de la Alternativa Más Ade- cuada de Desarrollo del Sistema Eléctri- co Centro-Norte.	194
5.2.1 Análisis de Alternativas	194
5.2.2 Alternativa Más Adecuada	228
5.2.3 Análisis de Sensibilidad	230
5.2.4 Costos Marginales de Expansión de la Alternativa Más Adecuada	236
5.3. Definición de la Alternativa Más Ade- cuada de Desarrollo de los Sistemas Eléctricos Aislados.	239
 CONCLUSIONES	 256
RECOMENDACIONES	264
BIBLIOGRAFIA	274
ANEXOS	

	Pág.
A. Listado de Salida de la Alternativa Más Adecuada.	275
B. El Planeamiento y su Utilización Para el Desarrollo Racional del Sector Eléctrico	308
C. Determinación del Porcentaje de Obras Comunes del Proyecto Olmos que Puede <u>Asu</u> mir el Sector Electricidad, Si se <u>Imple-</u> menta la Secuencia con el Proyecto Olmos	328
D. Evaluación Económica de la Regulación - del Lago Junín.	330
E. Análisis de Costos Marginales del Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Centro-Norte.	336
F. Modelos de Planificación Eléctrica- <u>Compa</u> ración del Modelo WASP III con el Modelo Alemán.	342

I N T R O D U C C I O N

La realidad de nuestro tiempo hace de necesidad primordial que los países en general, independientemente del nivel económico, traten de resolver la tarea básica de asignar recursos - cada vez más limitados, especialmente en países en desarrollo - entre propósitos competitivos, de tal forma que su utilización sea lo más eficiente posible.

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica, el problema energético actual que encara el mundo, las grandes inversiones que son requeridas para satisfacer dicha demanda, la miseria cada vez más impresionante en los países en desarrollo y la complejidad técnica que tienen los sistemas eléctricos, hacen necesario que se siga investigando, para llegar a plantear soluciones coherentes e integrales, analizadas con la ayuda de cada vez mejores herramientas computacionales.

En la presente tesis se muestra el procedimiento para la selección y priorización de proyectos competitivos para -

satisfacer las necesidades crecientes de energía de un Sistema Eléctrico. Para lo cual se establecerá la estrategia o plan de desarrollo del Sistema Eléctrico Centro - Norte, determinando prioridades para la implementación de proyectos que permitan satisfacer los futuros requerimientos de energía al mínimo costo.

Es importante mencionar, que la meta principal de la actividad humana es satisfacer sus necesidades. Cada necesidad específica presenta una meta específica. La asignación de recursos debe ser alcanzada por la política pública, maximizando el bienestar de todos sus habitantes.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 GENERALIDADES

Las sociedades en general se han enfrentado siempre, con problemas en el planeamiento de la distribución de recursos entre propósitos competitivos, las crisis internacionales de petróleo, de recesión en la industria y las crisis internas de aumento de desempleados en países desarrollados y la miseria cada vez más impresionante en los países en vías de desarrollo, inculca la necesidad de planear la asignación de recursos para poder lograr un desarrollo racional e integral de nuestras sociedades.

El PERU como país integrante del grupo de países en vías de desarrollo no escapa a tal problemática. Las características más esenciales en países en vías de desarrollo como el PERU, son el reducido ingreso per

cápita de su población debido a una distribución heterogénea del ingreso, escasez de capital, fuerte crecimiento demográfico, deficiente sistema educacional, el centralismo, falta de continuidad en el desarrollo político, poco rendimiento del aparato administrativo y deficiente planificación estatal para el futuro.

CARACTERISTICAS DEL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA EN EL PERU

Dentro de las características generales de los países en desarrollo, como el PERU, una de las más importantes es el bajo ingreso per cápita de la población y su enorme diferencia entre las distintas regiones del mismo país, que influye fuertemente en el consumo de energía eléctrica.

Los ingresos, por ejemplo para los obreros, son mucho más elevados en las ciudades grandes que en las pequeñas localidades y en estas a su vez considerablemente mayores que en el campo. Sin embargo, también en las ciudades más grandes los ingresos de la población más pobre, que son la mayoría, son tan reducidas que una vez deducidos los gastos vitales para alimentos, ropa y vivienda, no quedan suficientes recursos para otros bienes no absolutamente imprescindibles para subsistir, como lo es por ejemplo la electricidad.

A parte del desnivel regional de los ingresos y las diferencias de los ingresos entre los diferentes grupos poblacionales, puede observarse en los países en desarrollo un pronunciado desnivel educacional, tanto regional, como también entre las clases poblacionales. Esta diferencia educacional se encuentran estrechamente relacionada con la impresio- nabilidad frente a la técnica.

La electricidad es considerada no solo como un bien de consumo superior, sino hasta como una instalación que perturba la tradicional forma de vida.

En la medida que la idea de un desarrollo hacia una moderna y económica forma de vivir se imponga también en el campo, la electrificación será considerada como un regalo proveniente desde afuera y que no requiere gasto material propio. En este caso, la población ya no esta dispuesta a correr con los gastos del suministro de energía eléctrica.

Una característica típica del suministro de energía eléctrica en el PERU, con excepción de la capital del país, por lo general totalmente servida, salvo pueblos jóvenes con poco tiempo de constitución, representa la demanda insatisfecha de energía. Existe a parte del grupo poblacional al cual se le ofrece energía eléctrica y que por razones económicas y --

sicológicas no la aprovecha en absoluto o solamente en forma vacilante un grupo no conectado al suministro de energía eléctrica, consumidores potenciales dispuestos a tener conexión y en condiciones económicas como para afrontar los gastos, pero estos centros de consumo tienen su generación completamente aprovechada y no permiten nuevas conexiones.

En muchos casos, la causa para la demanda insatisfecha no radica en el hecho de haber alcanzado el límite de capacidad de las instalaciones generadoras, sino el estado de las redes de subtransmisión que no permite nuevas conexiones.

A menudo las redes de distribución no se formaron de acuerdo a criterios típicos basándose en los valores de carga establecidos para el futuro, sino que las mismas se formaron sobre la base de pequeñas redes iniciales, mediante ampliaciones arbitrarias. Muchas veces, se presentan pérdidas de tensión en el orden del 30 hasta el 50%. Es frecuente que falten redes de distribución en nuevas zonas urbanizadas de las ciudades, con excepción de la capital del país. Además, de las insuficientes redes de distribución, las instalaciones de transmisión no cumplidas a su debido tiempo son causadas por una falta de medios financieros para realizar inversiones. Asimismo, una clasificación deficiente de los

insuficientes recursos. En muchos casos no se instala una aceptable capacidad de reserva, a fin de posibilitar una operación continua, en otros casos no se planifican a su debido tiempo por el cual no están disponibles en su oportunidad.

Las características típicas del suministro de energía eléctrica en el PERU son la existencia de grandes centros de carga, pequeñas redes aisladas, incipiente administración, deficiente manejo de la operación y mantenimiento de instalaciones existentes; y tarifas donde no se reflejan los costos de la energía eléctrica.

- Grandes Centros de Consumo

En el PERU - como generalmente en los países en desarrollo - se presenta el tener centralismo en el consumo de energía eléctrica. Este centralismo se manifiesta en grandes centros de consumo de energía eléctrica - Lima, capital del PERU - que trae como consecuencia que sea difícil poder tener sistemas interconectados donde se aprovechen las ventajas inherentes de la interconexión.

- Pequeños Sistemas Eléctricos Aislados

El centralismo hace que los grandes centros de consumo tengan una tasa de crecimiento sostenida y su abastecimiento sea prioritario, este hecho trae --

como consecuencia que existan zonas aisladas, donde el suministro de energía eléctrica sea deficiente y en muchos casos nulo. En estos pequeños sistemas eléctricos y poblaciones aisladas con servicios se realiza el suministro de energía eléctrica con pequeñas centrales, generalmente es deficiente tanto en la capacidad de las centrales eléctricas como en el estado de las redes.

- Administración, Operación y Mantenimiento

Para la gran cantidad de pequeñas centrales eléctricas en el PERU, la falta de personal capacitado representa un problema agudo. Normalmente la administración de esas empresas se encuentra mal organizado, las estadísticas de consumo no son confiables y a menudo faltan por completo. En parte, la operación es realizada por personal improvisado totalmente incalificado. Además, se observa en la mayoría de los países en desarrollo la tendencia a evitar gastos para trabajos periódicos de mantenimiento de las instalaciones de generación y distribución. En tales casos, las instalaciones de generación y distribución son operadas hasta su total desgaste técnico. Las continuas interrupciones del servicio representan la falta de suministro de energía eléctrica en las respectivas localidades, ya que a menudo no cuentan con ninguna o insuficiente capacidad de reserva. Las interrupciones del servicio duran a -

menudo mucho tiempo . Los repuestos, muchas veces también, de elementos importantes sujetos al desgaste, no se encuentran disponibles por causa de una organización deficiente, parcialmente debido a la falta de los medios financieros. El personal existente generalmente no está en condiciones de realizar los trabajos de reparación necesarios.

Por esta razón, los costos para las reparaciones de las instalaciones resultan elevadas.

A raíz de esta situación en el sector de suministro, consumidores potenciales de energía eléctrica, en primer lugar empresas comerciales y tal vez pequeñas empresas industriales existentes en el lugar, operan sus propias instalaciones generadoras para producir su energía básica, que pueden ser operadas todo el día garantizando una mayor seguridad de suministros. De esta manera se retrasa la electrificación doméstica, fuera de las ciudades, de por sí lenta, así como el desarrollo social y económico de esas regiones.

El desarrollo de todo el consumo de energía eléctrica en esos centros urbanos se realiza lentamente. Potencias que permiten una operación durante las 24 horas del día o la interconexión económica de varios centros urbanos con una planta eléctrica de

mayor tamaño, mayor seguridad de suministro y menores costos o la conexión a mayores redes ya existentes, respectivamente se alcanza solamente en forma paulatina.

- Costo de la Energía Eléctrica - Tarifas

Los costos de la generación de energía eléctrica varían considerablemente, de acuerdo a los tamaños y tipos de instalación, así como de la forma de operación.

En muchas localidades pequeñas, los elevados precios de la energía eléctrica relacionados con los altos costos de generación, se enfrentan a un bajo nivel de ingresos y los elevados precios de la energía eléctrica constituyen una carga económica. El aumento del consumo de energía de esos grupos consumidores es lento debido a esta situación. Las causas para las diferencias en los costos de producción de la energía eléctrica en las diferentes redes son la disminución de los costos con el aumento de la potencia (Economía de escala en la generación de potencia). Los costos de inversión disminuyen para pequeñas centrales diesel eléctricas por unidad entre los rangos de 25 KW hasta 100 KW, aproximadamente en el 50%. En el caso de centrales eléctricas con turbinas a gas entre los rangos de 4 MW hasta 50 MW, disminuye en aproxima-

damente un tercio; para centrales eléctricas con turbinas de vapor entre el rango de 2 MW y 200 MW disminuye más de un tercio. En centrales hidroeléctricas aunque los costos específicos de la potencia dependen de las realidades naturales, también en este caso un aumento de la potencia significa considerables disminuciones de los costos específicos de generación.

Debido a la inadecuada operación de muchas instalaciones resultan mayores períodos de interrupción y una reducción de la vida técnica útil de los equipos existentes. La consecuencia es un aumento de los costos específicos de generación.

En muchos casos, las tarifas son establecidas no en base a los costos reales del suministro que incluyen depreciaciones y costos de capital, sino sólo en base a los gastos corrientes reales, tales como jornales, combustibles y lubricantes. Al llegar el desgaste técnico de las instalaciones no se dispone de ningún fondo de reposición.

Aunque la Electricidad es un elemento fundamental para lograr el bienestar y desarrollo económico de los pueblos, el PERU no ha tenido un crecimiento esperado en cuanto al desarrollo de sus servicios eléctricos.

El estado del suministro de la energía eléctrica - en el país se encuentra distribuída como se menciona:

De toda la Energía Comercial que consume el PERU, el 80% es producida por hidrocarburos y el 20% por hidroelectricad, del 80% de energía producida por hidrocarburos, el 4% se convierte en electricidad, esto quiere decir que el 24% de la energía que consume el PERU es eléctrica.

La Potencia Instalada en el PERU es de 3,328 MW, de los cuales 1918 MW son de origen hidráulico y 1410 MW son de origen térmico. Si se toma en cuenta el potencial técnico hidráulico aprovechable - estimado en unos 58,000 MW, el potencial en operación sólo significa alrededor del 3%.

De los 3,328 MW, 2199 MW atienden al servicio público de electricidad, correspondiendo a 1666 MW de origen hidráulico y 533 MW de origen térmico.

La Potencia Instalada de los Autoproductores asciende a 1129 MW correspondiendo a 252 MW hidráulicos y 877 MW térmicos.

La prestación del servicio público de electricidad cubre las 25 capitales de departamentos, todas las

capitales de provincias, cerca del 50% de las capitales de los distritos, atendiendo sólo parte de las zonas rurales, los suministros a nivel nacional son aproximadamente de 1'280,000, lo que representa que sólo el 40% de la población a nivel nacional tiene servicio eléctrico, y el 60% no es atendido, privándolo de los beneficios asociados a este servicio.

Es importante mencionar que se observa que las zonas, que se les dió suministro eléctrico antes que a otras, son aquellas que han obtenido mayor índice de desarrollo, gozando sus habitantes de mejores niveles de vida en relación con aquellas zonas que no han tenido servicio de electricidad.

Esta es una de las razones más importantes que contribuyen a que la migración del campo (zonas rurales) a la ciudad haya aumentado en el Perú a índices alarmantes.

De la población atendida, un 30% no cuenta con servicios confiables y en muchos casos no se prestan las 24 horas del día. Las nuevas industrias sólo pueden instalarse en las zonas en las que dá servicio el Sistema Interconectado, por ser las únicas confiables. Esta situación hace difícil de realizar una efectiva descentralización.

En estas últimas décadas no se han realizado las inversiones necesarias ni una promoción eléctrica constante y descentralizante para poder tener un crecimiento eléctrico aceptable que indique de que el PERU esté en buen camino para derrotar el subdesarrollo, más aún se ha descuidado el sector eléctrico, actualmente la situación eléctrica del PERU es crítica, en el presente es uno de los países menos electrificados de América Latina, y en consecuencia los consumos per cápita son también los más bajos de América, sólo se consume 580 Kw/hora anuales por habitante, comparados con el promedio de consumo de América Latina que es 1100 KW/hora anuales por habitante.

Esta situación eléctrica crítica del PERU, puede ir agravándose, debido a la actual recesión económica que se vive no sólo en el PERU, sino a nivel internacional, que reprime la tasa de crecimiento y hace imposible que el país logre financiación para proyectos estratégicos.

Para poder superar esta situación eléctrica crítica, se tienen que tomar las acciones necesarias para continuar e impulsar obras iniciadas, ejecución de nuevas obras, realización de estudios de futuros desarrollos eléctricos, realización de promociones eléctricas que cambien la idiosincra

cia del poblador rural para que eleve su demanda de energía eléctrica y consecuentemente su nivel de vida, promover la descentralización para así reforzar un desarrollo acelerado del PERU.

1.3 DESCRIPCION ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

El Sistema Eléctrico Centro-Norte está conformado por un grupo de Centros de Carga que se encuentran integrado y por un grupo de Centros de Carga que se encuentran aislados. En este punto se hará una descripción de su conformación actual.

1.3.1 Descripción del Sistema Eléctrico Centro-Norte integrado

De los Sistemas Eléctricos del PERU, los más grandes e importantes son: el Sistema Eléctrico Centro-Norte integrado, el Sistema Eléctrico Sur-Oeste, El Sistema Eléctrico Sur-Este y el Sistema Eléctrico Oriente.

El Sistema Eléctrico Centro-Norte integrado es el más importante de los mencionados anteriormente, representando 64.7% de la demanda del PERU, en energía y el 74.4 de la demanda total del PERU en potencia para el año 1985, lo cual se muestra a continuación:

Sistema Eléctrico	Energía (GWH)	%	Potencia (MW)	%
Centro-Norte integrado	6829.0	64.7	1286.0	74.4
Sur - Oeste	370.0	3.5	68.7	3.9
Sur-Este	187.0	1.8	42.4	2.4
Oriente	100.0	0.9	19.4	1.1
Cargas Aisladas	3074.0	29.1	311.5	18.2
TOTAL NACIONAL	10560.0	100.0	1728.0	100.0

En la actualidad, el Sistema Eléctrico Centro-Norte integrado está conformado por los siguientes Centros de Carga:

Trujillo, Chimbote, Huallanca, Paramonga, Lima, Pisco, Ica, Marcona, Huancayo, Cerro de Pasco, La Oroya, Pachachaca, Mantaro y Ayacucho.

La evolución de este Sistema es el siguiente:

- En Setiembre de 1973 con la puesta en servicio de la Central Hidroeléctrica Mantaro y el Centro de Transformación de San Juan se interconectan los Sistemas Eléctricos del Mantaro y Electrolima conformándose el Sistema Eléctrico del Centro integrado.
- En Abril de 1976, se incorporó al Sistema Eléctrico del Centro integrado al Sistema Eléctrico de HIERROPERU.

- En Octubre de 1980, con la puesta en servicio de la Línea de Transmisión Lima - Chimbote, se constituyó el Sistema Eléctrico - Centro-Norte integrado, conformado por los Sistemas Eléctricos del Santa, Cahua - Paramonga y Centro integrado.

- En el segundo semestre de 1985, se integró el Sistema Eléctrico de CENTROMIN PERU. Actualmente, la Central Eléctrica más importante es la Central Hidroeléctrica del Mantaro con una Potencia instalada de 798 MW. En la figura 3.2 se muestra al Sistema Eléctrico Centro-Norte existente.

1.3.2 Descripción de los Sistemas Eléctricos Aislados

Dentro del ámbito del futuro crecimiento del Sistema Eléctrico Centro-Norte integrado, se encuentran los Sistemas Eléctricos aislados que atienden el suministro de energía eléctrica de las principales Ciudades Grandes y Medianas, en las cuales se prevee un desarrollo eléctrico importante y su posible integración al Sistema Centro-Norte integrado.

Los Sistemas Eléctricos Aislados son los siguientes:

Tumbes, Talara, Piura - Sullana, Paita, Chulucanas, Chiclayo, Chachapoyas, Cajamarca, -- Pucallpa, Huánuco, Tingo María, Aucayacu, -- Tarma - Chanchamayo, Oxapampa - Villarrica - Ayacucho y Nazca; los cuales se describirán a continuación:

- Sistema Eléctrico Tumbes

Se encuentra localizado en el Departamento del mismo nombre, abarcando las siguientes localidades: La ciudad de Tumbes, capital departamental; Zorritos y Zarumilla, capitales provinciales; Caleta Cruz, San Juan de la Virgen, Pampas de Hospital, San Pedro de los Incas, San Jacinto y Papayal, capitales distritales; y Puerto Pizarro, Cerro Blanco, Garbanzal, Tacural, Pechichal, - Malval, Aguas Verdes, Bendito, Pocitos. - Cuchareta Alta y Baja, Caleta Grau, -- Larevíos y Anexos. La población total en total en estas localidades asciende a - 77,257 habitantes de acuerdo al Censo de 1981.

La fuente de suministro de energía eléctrica lo constituye la Central Térmica "Las Mercedes", ubicada en la Ciudad de Tumbes, con una potencia total instalada de 9,924 KW y efectiva de 8,180 KW.

Según datos estadísticos, los registros de producción de la C.T. "Las Mercedes" en el año 1983 indican una máxima demanda de 4,961 KW, con una energía generada de 18,516 MWH. Para el año 1984, la máxima demanda fue de 5,927 KW y la producción de energía de 23,388 MWH.

Las características de los grupos electrógenos existentes en la central térmica están indicadas en el cuadro # 3.14.

La alimentación a los centros de carga se realiza mediante las Líneas de Sub-transmisión a 33 KV; Tumbes - Zarumilla 21 Kms. y Tumbes - Zorritos, 25 Kms.; asimismo, existen cinco subestaciones de transformación 10/33 KV.

- Sistema Eléctrico Talara

Está conformado por la ciudad de Talara, la localidad de Negritos y las cargas del Complejo Petroquímico de Petróleos del Perú S.A. la población asentada en estas localidades, de acuerdo al censo de 1981, fue de 67,598 habitantes.

Las fuentes de suministro de energía eléctrica están constituidas por las centrales térmicas de Talara, Verdun y Malacas, cuya potencia instalada es de 75,070 KW y efectiva de 56,300 KW, siendo la central más importante, la de la Malacas con 48,000 KW efectivos; estas centrales utilizan como combustible el gas proveniente de la explotación petrolera de la zona.

En el cuadro 3.14, se indica las principales características principales de los grupos electrógenos instalados.

- Sistema Eléctrico Piura - Sullana

Este sistema eléctrico suministra de energía eléctrica a las ciudades de Piura y --

Sullana y las localidades de Castilla, Catacaos, Salitral, Querecotillo y Marcavelica. La población del área servida llegaba, según el censo de 1981 a 351,000 habitantes.

La máxima demanda de potencia registrada en el año 1983 fue de 21.8 MW y en el año 1984 fue de 23.5 Mw. La producción de energía el año 1983 fue de 98.5 GWH y el año 1984 de 110.4 GWH.

La generación eléctrica se efectúa en la Central Térmica de Piura, la cual tiene una potencia instalada de 42380 KW y la efectiva de 36350 KW. En el cuadro 3.14 se indica las características de la Central Térmica.

- Sistema Eléctrico Paita

Está conformado por la ciudad de Paita, ubicada en el Departamento de Piura, provincia de Paita. La población de la referida ciudad, de acuerdo al censo de 1981, fue de 18749 habitantes.

La fuente de suministro de energía eléctrica es la Central Térmica de Paita, con una potencia instalada de 11,112 KW y efectiva de 11,100 KW.

De acuerdo a datos estadísticos, la máxima demanda el año 1983 fue de 1124 KW y el año 1984 de 1800 KW; la producción de energía el año 1983 fue de 3,353 MWH y el año 1984 de 4,731 MWH.

En el cuadro # 3.14 se muestran las características de la Central Térmica.

- Sistema Eléctrico Chulucanas

Está conformado por la ciudad de Chulucanas, capital de la provincia de Morropón, ubicada en el Departamento de Piura. La población en esta ciudad, de acuerdo al Censo de 1981 es de 34,977 habitantes.

El suministro de energía eléctrica se realiza mediante la Central Térmica de Chulucanas que tiene una potencia instalada de 2437 KW y efectiva de 2160 KW.

Según datos estadísticos, la máxima demanda el año 1983 fue de 758 KW y el año 1984 de 980 KW; la producción de energía el año 1983 fue de 1,447 MWH y el año 1984 de 2048 MWH.

Las características de dicha central térmica se muestran en el cuadro 3.14.

- Sistema Eléctrico Chiclayo

El actual Sistema Eléctrico de Chiclayo su ministra de energía a las ciudades de Chiclayo, Lambayeque y Ferreñafe, ubicadas en el Departamento de Lambayeque; con una población estimada de 385,000 habitantes se gún el censo de 1981.

El suministro de energía se realiza median te dos centrales Térmicas con una potencia total instalada de 46,070 KW y efectiva de 33,400 KW, cuyas características se mues tran en el cuadro # 3.14.

La generación total registrada en 1984 fue de 101.75 GWH y la máxima demanda de 22.5 MW.

- Sistema Eléctrico de Chachapoyas

El sistema eléctrico actual abarca solo la localidad de Chachapoyas. La población de esta ciudad, según el censo de 1981, es de 12,000 habitantes.

La energía eléctrica que alimenta a esta localidad proviene de la Central Térmica - de Chachapoyas que tiene una potencia instalada de 1.46 MW y una potencia efectiva de 1.2 MW. Las características de esta central térmica se muestran en el cuadro 3.14.

- Sistema Eléctrico de Cajamarca

Se encuentra en el departamento de Cajamarca y abastece de energía eléctrica a la ciudad del mismo nombre, capital de dicho departamento. Su población de acuerdo al censo de 1981, alcanza los 62280 habitantes.

La fuente principal que suministra energía eléctrica a dicho sistema, lo constituye la Central Térmica de Cajamarca, equipada

con nueve grupos Diesel que suman en total 7500 KW instalada y 5550 KW efectivos. La producción de esta central el año 1983 fue de 11,990 GWH, con una máxima demanda de potencia de 4060 KW; el año 1984 llegó a 12,657 GWH y la máxima demanda fue de 4160 KW. En el cuadro 3.14 se muestran las características de esta central.

Asimismo, existe una pequeña central hidroeléctrica con el nombre de Chicche con 576 KW de potencia instalada. En el cuadro # 3.4 se muestran sus principales características.

- Sistema Eléctrico de Pucallpa

El sistema eléctrico actual suministra de energía eléctrica a la ciudad de Pucallpa, incluyendo el balneario de Yarinacocha, comprende una población de aproximadamente 100,000 habitantes.

La energía eléctrica que abastece dicho sistema eléctrico proviene de dos centrales térmicas Diesel, la de Pucallpa y de Yarinacocha, que en conjunto suman una capacidad instalada de 13400 KW y sólo 6,600 KW. de -

potencia efectiva, que cubre sin un adecuado margen de reserva los actuales requerimientos de demanda de potencia y energía.

La producción de energía eléctrica y máxima demanda de potencia registrada en el año 1984 son 29.9 GWH y 6.12 MW. En el cuadro 3.14 se muestran las características de estas centrales.

- Sistema Eléctrico de Huánuco - Tingo María

El sistema eléctrico de Huánuco actualmente está conformado sólo por la ciudad del mismo nombre, capital del departamento de Huánuco. La población de la ciudad mencionada de acuerdo al censo de 1981, fue de 52,628 habitantes.

La generación eléctrica se efectúa en la central térmica de Huánuco, equipada con siete grupos SKODA con una capacidad instalada total de 6608 KW y una capacidad efectiva total de 5050 KW; en el cuadro 3.14 se indican las características de esta central. Adicionalmente, existe una pequeña central hidroeléctrica de Colpa de 400 KW instalados ; en el cuadro 3.4 se presentan

las características principales de esta central hidroeléctrica.

La ciudad de Tingo María se abastece de energía eléctrica de una central Diesel, equipada con seis grupos que suman 3656 KW instaladas y 3040 KW efectivos. Las características de estos grupos se indican en el cuadro 3.14. Esta ciudad está ubicada en el departamento de Huánuco, su población de acuerdo al censo de 1981 fue de 25030 habitantes.

La producción de energía de estas centrales en el año 1984 fue de 14772 GWH para la C.T. de Huánuco y de 8395 GWH para la C.T. de Tingo María.

- Sistema Eléctrico Aucayacu

La localidad de Aucayacu, capital del distrito José Crespo y Castillo, provincia de Leoncio Prado, Departamento de Huánuco; está ubicado en la margen derecha del río Huallaga, a 50 Kms al Norte de la ciudad de Tingo María. Su población, de acuerdo al Censo de 1981, es de 6,105 habitantes.

La energía eléctrica proviene de una Central Térmica Diesel, equipada con dos grupos que suman 910 KW instalados y 820 Kw efectivos. La producción de energía de esta central el año 1984 fue de 812 MWH. En el cuadro -- # 3.14 se indican las principales caracte - rísticas de los grupos existentes.

- Sistema Eléctrico Tarma - Chanchamayo

El sistema eléctrico Tarma abarca la ciudad de Tarma, capital de la provincia del mismo nombre, ubicada en la Sierra Central del - PERU en el departamento de Junín. Su pobla - ción de acuerdo al censo de 1981 fue de -- 34,364 habitantes.

La oferta existente está constituida por la Central Térmica Diesel de Tarma, equipada - por ocho unidades que suman 5128 KW de po - tencia instalada y 2870 Kw de potencia efec - tiva. Asimismo existe una pequeña central hidroeléctrica de 189 KW de potencia insta - lada. La producción de energía el año de 1984 fue de 7555 MWH de la central térmica y de 387 MWH de la central hidroeléctrica. En el cuadro # 3.14 se indica las caracte - rísticas de la central térmica y el cuadro

3.4 las características de la central hidroeléctrica.

El sistema eléctrico Chanchamayo está conformado por las ciudades de San Ramón y la Merced, ubicadas en la provincia de Chanchamayo, departamento de Junín. La población de estas dos ciudades, de acuerdo al censo de 1981 suma 17,420 habitantes.

La fuente que suministra la energía eléctrica es una central térmica Diesel, equipada con seis grupos que suman 3,824 KW instalados y 2,950 efectivos; y por una pequeña central hidroeléctrica de Chanchamayo de 552 KW instalados. La producción de energía el año 1984 fue de 5,041 MWH térmicos y 3,461 MWH hidroeléctricos.

Las principales características de los grupos térmicos instalados se indican en el cuadro # 3.14; y de la central hidroeléctrica en el cuadro # 3.4.

- Sistema Eléctrico Oxapampa - Villarrica

Las localidades de Oxapampa y Villarrica, están ubicadas en la provincia de Oxapampa,

del departamento de Cerro de Pasco, con una población de 6,477 habitantes según el censo de 1981.

En Villarrica existe una central térmica Diesel con 400 KW instalados y 300 KW efectivos; y en Oxapampa la energía proviene de dos centrales hidroeléctricas de 400 KW de propiedad de la firma E.W. Mueller.

En el cuadro # 3.14 se muestra las características de la central térmica existente en Villarrica.

- Sistema Eléctrico de Ayacucho

La ciudad de Ayacucho, capital del departamento del mismo nombre, de acuerdo al censo de 1981 tiene una población de 68,535 habitantes.

La fuente de energía, está constituida por la Central Térmica Diesel de Ayacucho, equipada con cinco grupos SKODA con una capacidad instalada total de 5520 KW y 3950 KW de capacidad efectiva total; y por la pequeña central hidroeléctrica de Quicapata de una potencia instalada de 1040 KW.

Las características técnicas de la central térmica se muestran en el cuadro # 3.14 y de la central hidroeléctrica en el cuadro # 3.4

- Sistema Eléctrico Nazca

El sistema eléctrico Nazca, abastece de energía eléctrica a la ciudad del mismo nombre. Dicha ciudad está ubicada en el departamento de Ica, con una población de 22,756 habitantes de acuerdo al censo de 1981.

Actualmente, la fuente de energía es una central térmica Diesel, equipada con cuatro grupos instalados que suman una potencia instalada de 2180 KW y 1880 KW de potencia efectiva.

Las características técnicas de la central térmica se indican en el cuadro # 3.14.

1.4 NATURALEZA DEL PROBLEMA

El problema consiste en establecer la estrategia de desarrollo del sistema eléctrico Centro-Norte para un período de planeamiento de 25 años, para lo cual

se determinará la fecha más adecuada de integración de los sistemas eléctricos aislados, las prioridades para la implementación de proyectos y la fecha en que deberán entrar en operación, para satisfacer en forma oportuna los futuros requerimientos de energía eléctrica a un mínimo costo.

Puesto que las obras de centrales eléctricas, especialmente hidráulicas, montaje de líneas de transmisión, etc; exigen tanto estudios como períodos de construcción prolongados, así como esforzadas gestiones de financiamiento por los volúmenes de inversión requeridos, es que se debe utilizar el apoyo de herramientas computacionales que son los modelos matemáticos aplicados al planeamiento eléctrico que logren conjugar la gran cantidad de datos que intervienen en el problema, ayudando a que la solución adoptada sea la más adecuada.

CAPITULO II

METODOLOGIA DE OPTIMIZACION UTILIZADO

2.1 GENERALIDADES

En los últimos años se ha difundido un vivo interés por el uso de técnicas de modelos matemáticos - llamados también Análisis de Sistemas - como auxiliar en las decisiones en el campo de la economía y administración de la energía en general y de los análisis de los sistemas de energía eléctrica, en particular.

La metodología de optimización utilizada se basa en el uso del modelo de planeamiento WASP versión III, el cual se utiliza dos veces de manera consecutiva; primero se realiza corridas para planes de expansión pre-determinadas hasta tener una gama de corridas correctas; segundo, con las corridas correctas para planes de expansión pre-determinadas se realizan

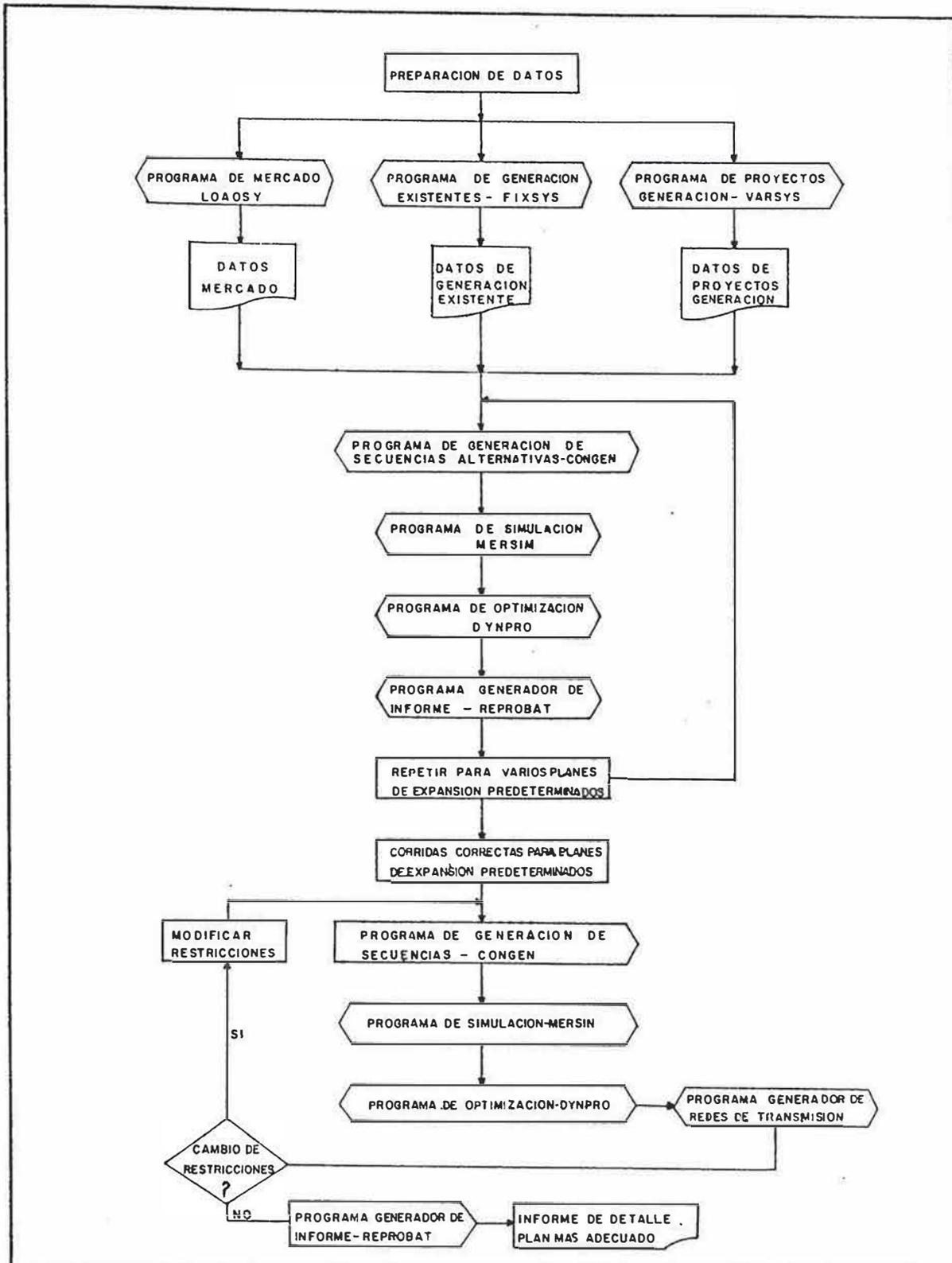
corridas para planes de expansión variables, incluyendo en el caso que lo requiera, un análisis del sistema de transmisión, con un programa generador de redes de transmisión. Asimismo, para incluir los costos de las líneas de transmisión se utilizaría un programa para el cálculo del valor presente de los costos. Este análisis se realizará hasta obtener el plan de desarrollo óptimo del sistema eléctrico del Norte. En la figura 2.1 se muestra el diagrama del flujo de la metodología utilizada.

2.2 DESCRIPCION DEL MODELO WASP VERSION III

El WASP versión III es un modelo matemático de simulación probabilística con optimización mediante programación dinámica que se utiliza para definir la expansión de sistemas eléctricos.

El modelo WASP versión III está formado por 6 módulos, donde cada uno de ellos es un programa de cómputo con sus respectivas subrutinas. Los módulos son:

Fixsys .- Con este módulo, se describe el estado sistema eléctrico existente al inicio del estudio, incluyendo a los proyectos eléctricos prefijados.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	FIG. Nº 2.1 DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGIA UTILIZADA		FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
	CARLOS CERVANTES CASTRO	PROM. 78-1	

- Varsys.- Se define el tipo de proyectos que se utilizarán en la expansión del sistema durante el período de estudio.
- Loadsy.- Define la previsión de demanda a través de curvas de duración para cada esta - ción o mes de cada año del período de - estudio.
- Congen.- Genera las secuencias de expansión del sistema, de acuerdo a las restricciones dadas por el planificador.
- Mersim.- Calcula los costos de operación para ca - da una de las secuencias generadas en el módulo Congen empleando el método de simulación probabilística.
- Dynpro.- Utilizando el algoritmo de programación dinámica, determina la secuencia más - adecuada entre las secuencias definidas en el módulo Congen.
- Reprobat.-Permite escribir un informe resumen de los resultados, totales o parciales de la configuración más adecuada.

La información pasa de módulo a módulo por medio de archivos que se guardan en disco magnético. Los módulos Loadsy, Fixsys y Varsys son independientes en tre sí, cada uno de los cuales generan archivos se paradamente para ser utilizadas posteriormente por los módulos Congen, Mersim y Dynpro, los cuales de ben ser ejecutados estrictamente en el orden dado.

El módulo Congen emplea los archivos generados por los tres primeros módulos, además, de un archivo - con datos adicionales propios del módulo para crear un archivo que contiene las configuraciones genera- das para cada año. El módulo Mersim utiliza los ar chivos creados por los cuatro módulos anteriores y crea adicionalmente un archivo que contiene los da tos de costo de operación de cada configuración ge nerada cada año.

Finalmente, los archivos creados por los módulos an teriores son utilizados por el módulo Dynpro para - determinar la secuencia más adecuada de expansión del sistema.

Para los dos tipos de corridas del programa WASP dentro de la metodología, la demanda es modelada por medio de curvas de duración de carga para cada perío do en que se ha subdividido el año (hasta 12) y para

cada año del período de análisis (hasta 30 años). Las curvas de duración de carga se dan en referencia a curvas normalizadas de duración de carga, demanda de potencia pico y energía totales anuales y la relación de la demanda máxima de cada período del año con respecto a la demanda máxima anual y la energía por período respecto a la energía total anual, para cada año del período de estudio. Las curvas normalizadas de duración para cada período del año se expresan en forma de un polinomio de quinto orden o por puntos discretos.

El modelo internamente, convierte las curvas normalizadas de duración de carga en una curva de duración invertida que es representada por una serie de fourier de hasta 100 términos. En la figura # 2.2 se muestra la curva normalizada expresada por un polinomio de quinto grado y la curva invertida representada por una serie de fourier.

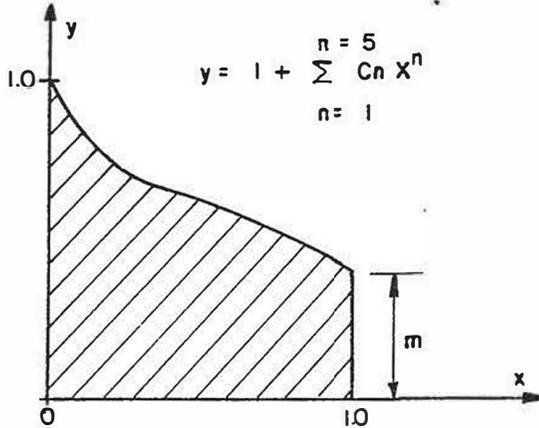
Se considera un catálogo de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos. Los proyectos térmicos pueden ser hasta 12 tipos de centrales candidatas, los combustibles que pueden utilizar son carbón, petróleo, nuclear y gas natural. Cada central térmica es un conjunto de una o más unidades idénticas. Los proyectos hidroeléctricos pueden ser de dos tipos, dentro de cada tipo puede incluirse hasta 30 proyectos.

UNIVERSIDAD
NACIONAL DE
INGENIERIA

FIG. No 2-2
REPRESENTACION DE LA CURVA DE DURACION
DE CARGA INVERTIDA POR UNA SERIE DE FOURIER
CARLOS CERVANTES CASTRO
PROM. 78-1

FACULTAD DE
INGENIERIA
ELECTRICA Y
ELECTRONICA

CURVA DE DURACION DE CARGA



$$y = 1 + \sum_{n=1}^{n=5} C_n X^n$$

$$A_0 = \frac{2}{l+m} \int_0^{l+m} F(x) dx = \frac{2}{l+m} \cdot LF$$

$$A_n = \frac{2}{l+m} \int_0^{l+m} F(x) \cos \frac{n\pi x}{l+m} dx$$

A_n = AMPLITUD DE LA ENESIMA ARMONICA

m = CARGA MINIMA

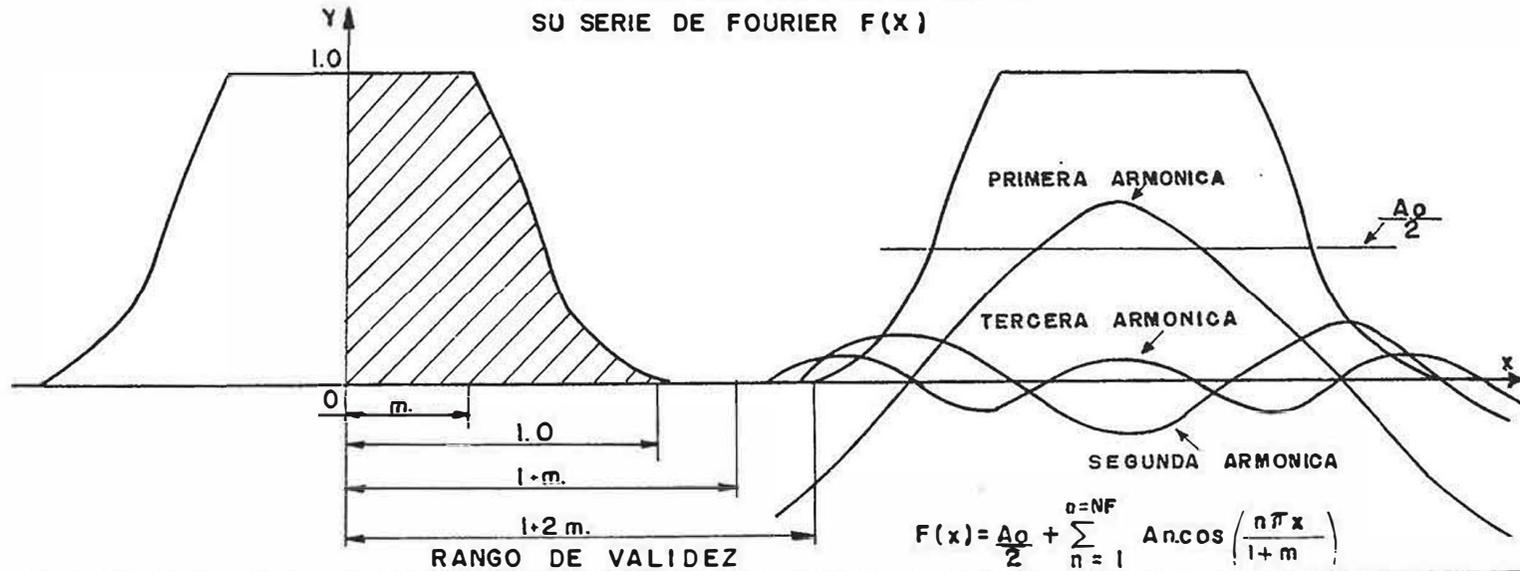
LF = FACTOR DE CARGA

n = ORDEN DE LA ARMONICA

$l+m$ = PERIODO MEDIO

NF = NUMERO DE TERMINOS COSENOS

CURVA DE DURACION INVERTIDA Y
SU SERIE DE FOURIER F(X)



$$F(x) = \frac{A_0}{2} + \sum_{n=1}^{n=NF} A_n \cos \left(\frac{n\pi x}{1+m} \right)$$

Las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas existentes se consideran desde el primero año del período de análisis.

La generación de secuencias se realiza en forma automática, el criterio básico para el cubrimiento de la demanda es realizar, para cada período que comprende el horizonte de planificación, un balance entre la oferta disponible y la demanda de potencia a ser cubierta.

Se definen todas las secuencias posibles del sistema de generación expandido dentro de las restricciones siguientes:

- Se considera la demanda adicionada de valores aceptables mínimos y máximos de reserva. De tal manera que:

$$\text{MIN} \leq \text{ICAP} \leq \text{max}$$

donde ICAP - capacidad de potencia del sistema.

$$\text{y } \text{MIN} = \left(1.0 + \frac{\text{RSVMN}}{100} \right) * \text{PERPK}$$

$$\text{MAX} = \left(1.0 + \frac{\text{RSVMX}}{100} \right) * \text{PERPK}$$

Donde:

MIN : capacidad mínima aceptable en el período crítico
MAX : capacidad máxima aceptable en el período crítico
PERPK : demanda máxima del sistema en el período crítico
RSVMN : porcentaje de reserva mínima.
RSVMX : porcentaje de reserva máxima.

- Se debe especificar el mínimo o máximo número de unidades o proyectos de cada tipo de central que es requerido para abastecer la demanda. De tal manera:

$$[\text{MINST}] \leq \text{NI} \leq [\text{MINST} + \text{ITWTH}]$$

donde:

MINST: número mínimo de unidades o proyectos a considerar

NI : número de unidades o proyectos incluidos en la secuencia para el año i .

ITWTH: número máximo de unidades o proyectos a considerar.

- Se especificará el valor permisible de probabilidad de pérdida de carga (LOLP).

$$REL_K \leq CLOLP$$

$$PLOFL \leq ALOLP$$

donde:

REL_K : Cálculo de LOLP la secuencia para una fracción K de un año.

$PLOFL$: Cálculo de LOLP de la secuencia para el año.

$CLOLP$: Valor máximo aceptable LOLP para una fracción del año.

$ALOLP$: Valor máximo aceptable LOLP para el año

- El orden de proyectos hidroeléctricos dados en el catálogo respectivo, de tal manera que el segundo proyecto solo puede ser incluido en el programa de expansión una vez seleccionado el primero.

Las restricciones que se imponen sirven para limitar el número de secuencias alternativas a generar.

Una de las características particulares de la metodología WASP es la realización de la operación simulada del sistema de generación utilizando conceptos probabilísticos. Las bases de la simulación probabilística se describen a continuación:

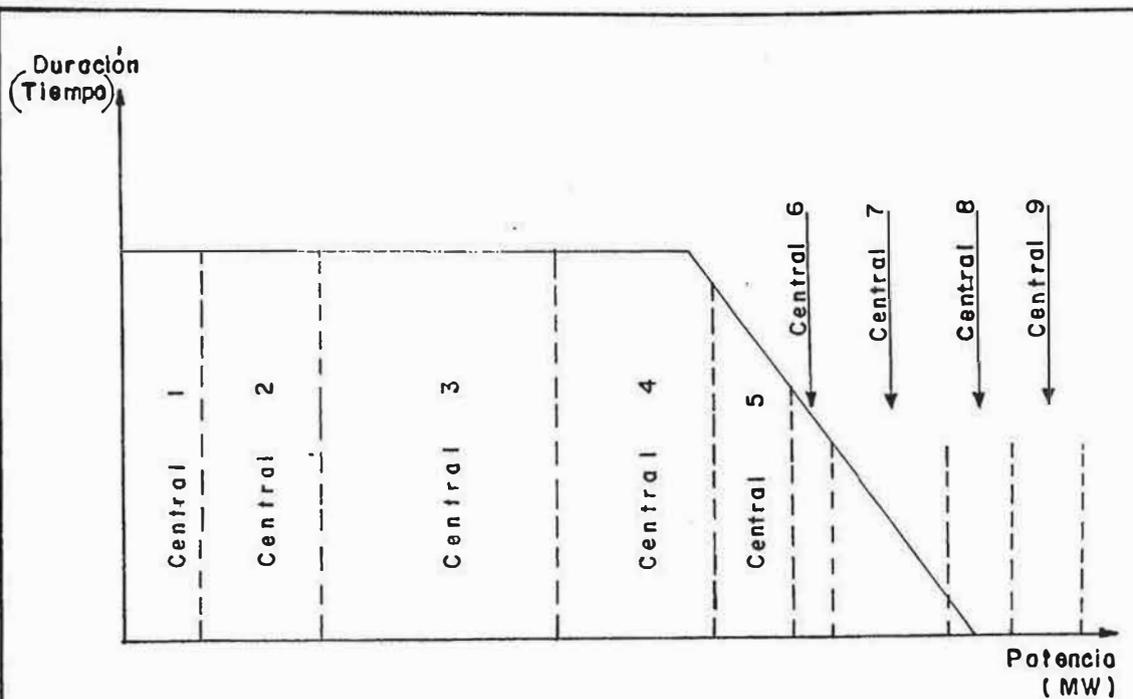
Se define una curva de carga equivalente igual a la carga más la capacidad fuera de servicio, en la que se pondera la probabilidad que tiene cada unidad de sufrir una salida forzada. Para calcular la generación de cada unidad es necesario definir el orden de carga de las unidades, pues la generación de una unidad cualquiera solo se ve afectada por la salida forzada de unidades que estén abajo de ella en el orden de carga. En la figura 2.3 se muestra el orden de carga de las centrales en la curva de duración.

Cuando se considera la primera unidad en el orden de carga, su generación será:

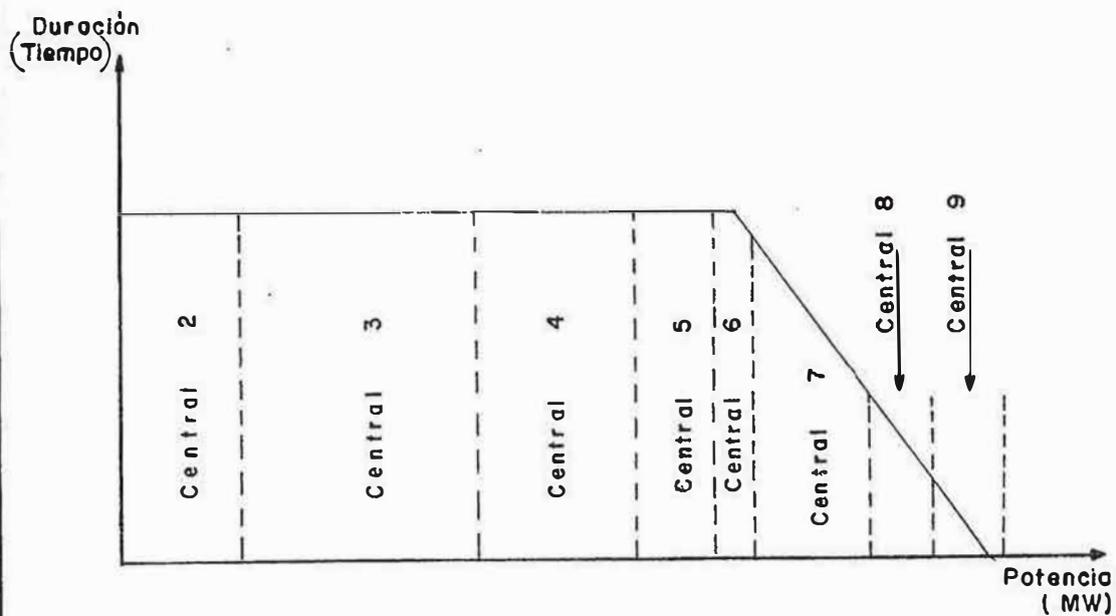
$$E_1 = P_1 * T * \int_{a_1}^{b_1} L_0(x) dx$$

Donde:

- $L_0(x)$: curva de carga original
- P_1 : disponibilidad de estar en operación de la planta 1
- a_1, b_1 : ubicación de la planta 1 en el eje de potencias de $L_0(x)$
- T : Período de tiempo considerado



a). ORDEN DE CARGA CON EL 100% DE UNIDADES DISPONIBLES



b). ORDEN DE CARGA CUANDO LA UNIDAD 1 NO ESTA DISPONIBLE

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	FIG N° 2 - 3		FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
	ORDEN DE CARGA DE LAS CENTRALES		
	CARLOS CERVANTES CASTRO	PROM. 78-1	

Cuando la planta 1 está en operación, la planta 2 y las siguientes se colocan en cierta posición de la curva original $L_0(x)$, con una probabilidad P_1 de ocurrencia. La generación de la planta 2 será:

$$E'_2 = P_1 * T * \int_{a_2}^{b_2} L_0(x) dx$$

Cuando la planta 1 está fuera de servicio, la planta 2 y las siguientes se desplazan al lugar de la planta 1 en la curva de duración con el equivalente a la potencia c_1 (capacidad de la planta 1). Esto ocurre con una probabilidad $(1-P_1)$. La generación en este caso será:

$$E''_2 = (1-P_1) * T * \int_{a_2 - c_1}^{b_2 - c_1} L_0(x) dx =$$

$$(1 - P_1) * T * \int_{a_2}^{b_2} L_0(x - c_1) dx$$

La generación esperada de la planta 2 será:

$$E_2 = E'_2 + E''_2 = T \int_{a_2}^{b_2} \left[P_1 * L_0(x) + (1 - P_1) L_0(x - c_1) \right] dx$$

Donde la expresión:

$$L_1(x) = P_1 * L_0(x) + (1 - P_1) L_0(x - c_1)$$

Define la curva de duración equivalente para la planta 2. En la figura 2.4 se representa la curva de carga equivalente.

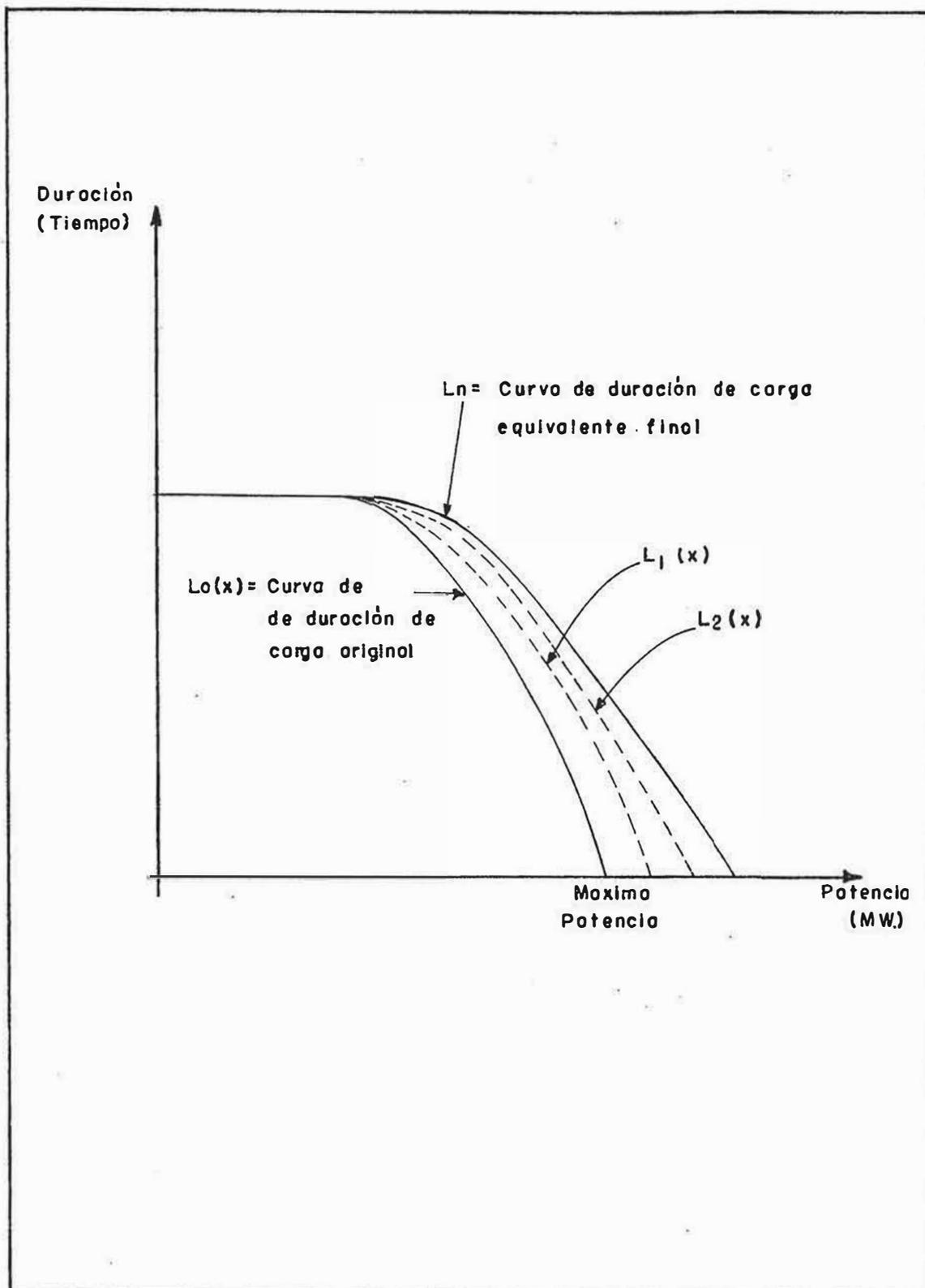
La expresión general de la curva de duración equivalente será:

$$L_n(x) = P_n L_{n-1}(x) + (1 - P_n) L_{n-1}(x - c_n)$$

y la generación de la planta n:

$$E_n = P_n * T * \int_{a_n}^{b_n} L_{n-1}(x) dx$$

También, para la simulación de la operación, se define una planta hidroeléctrica equivalente para cada uno de los dos tipos considerados) adicionando potencias instaladas y potencias y energías disponibles en la base y fuera de la base (punta), por cada período en la que se divide el año y para cada condición hidrológica.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	FIG. N° 2 - 4	FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
	REPRESENTACION DE LA CURVA DE DURACION DE CARGA EQUIVALENTE	
	CARLOS CERVANTES CASTRO	PROM. 78-1

No es necesario indicar el orden de carga de las centrales hidroeléctricas dado que el bloque de capacidad de base de estas centrales se coloca siempre en primer lugar y luego coloca la capacidad restante en el resto de la curva de modo de tratar de aprovechar toda la energía y potencia disponible.

Las plantas térmicas pueden ubicarse en cualquier orden especificado por el usuario, con la única restricción de que, para una central dada, el bloque de capacidad de base debe situarse antes que el bloque de capacidad de punta. Un bloque de capacidad de base no se coloca necesariamente como base ya que la posición de la central en el orden de carga puede estar muy cerca de la punta como para permitirlo. En cambio un bloque pico puede ser usado como base, si la posición de la central en el orden de carga es suficientemente baja.

Se utiliza un método heurístico para desarrollar una distribución razonable del mantenimiento entre los períodos del año, de manera que el mantenimiento de las unidades más grandes se hace en el período que tiene suficiente espacio para el mantenimiento, siendo este espacio la diferencia entre el pico de la carga y la capacidad instala

da. Una vez decidido el período en que se realizara el mantenimiento de una unidad particular, el mantenimiento se puede distribuir aleatoriamente en dicho período y puede combinarse con las tasas forzadas de salida de servicio para estimar los factores de capacidad de las centrales.

Los criterios de confiabilidad y seguridad de los niveles de abastecimiento están dados por el índice de la probabilidad de pérdida de carga y la cantidad de energía no servida asociada a cada secuencia alternativa.

La probabilidad de pérdida de carga (LOLP) está definida como la proporción de tiempo durante el cual la demanda no es abastecida. La energía no servida (ENS) es la cantidad de energía requerida por el sistema, la cual no puede ser abastecida por la generación disponible en el sistema.

El cálculo de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y energía no servida (ENS), se basa en la exactitud de la representación de la curva de duración de carga equivalente por la serie de Fourier. Dicha exactitud es hasta el punto donde la capacidad es menos que la suma de la demanda máxima más dos veces la carga mínima.

Para reducir el posible error debido a la oscilación de la función introducido por altas armónicas en la expansión de Fourier, el LOLP es evaluado como el valor promedio de la función dada por la curva de duración de carga equivalente (L_n) al punto ICP que representa la capacidad de generación total del sistema.

Dado por:

$$\text{LOLP} = \frac{1}{\text{TN}} * \int_{\text{ICP} - 1/2 \text{ TN}}^{\text{ICP} + 1/2 \text{ TN}} \text{LN}(x) \, dx$$

Donde TN es el intervalo donde se promedia la curva de duración de carga equivalente.

El cálculo de la energía no servida (ENS) está dado por:

$$\text{ENS} = T * P_{\text{max}} * \int_{\text{ICP}}^{\text{XLIM}} \text{Ln}(x) \, dx$$

Donde:

T : período total de tiempo considerado por la curva de duración de carga.

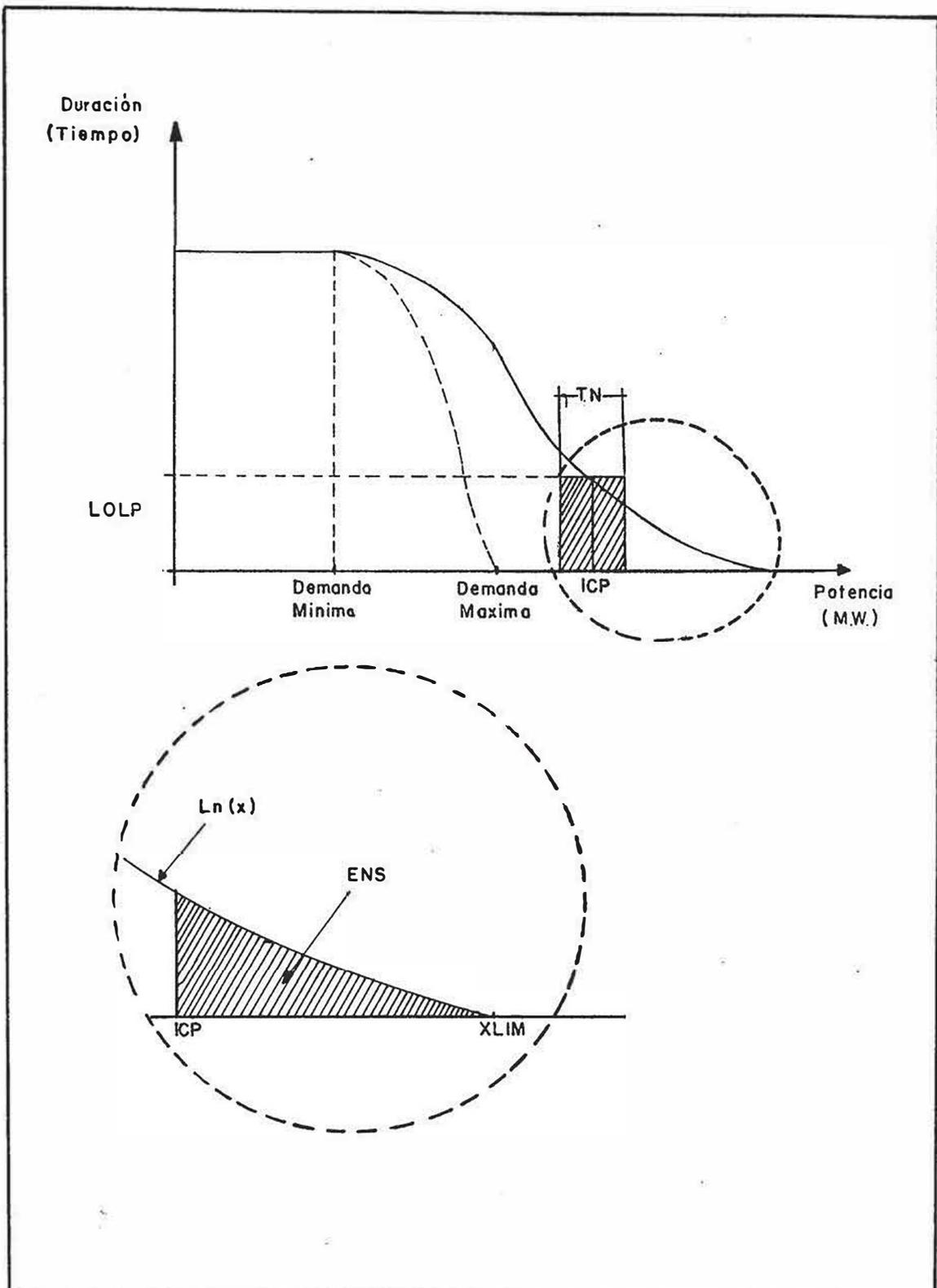
- $P_{\text{máx}}$: potencia máxima
ICP : capacidad de generación total del sistema
XLIM : es la potencia máxima más dos veces la carga mínima
LN (x) : función que representa la curva de carga equivalente.

En la figura 2.5 se muestra gráficamente la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y la energía no servida (ENS).

Los costos de inversión de capital de las centrales que se adicionan al sistema según el plan de expansión se consideran que son efectuados en bloque para cada proyecto al inicio del año que se considera que entra en servicio. Los costos remanentes se consideran como un crédito de capital en el horizonte, al final del período de análisis, para el tiempo restante de la vida útil económica de las centrales. Estos costos se calculan por medio de las siguientes expresiones:

$$I_{j,t} = (1 + i)^{-t} * \sum (UI_j * MW_j)$$

$$S_{j,t} = (1 + i)^{-T} * \sum (D_{j,t} * I_{j,t})$$



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	FIG. Nº 2-5		FACULTA DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
	CALCULO DEL LOLP. Y ENS.		
	CARLOS CERVANTES CASTRO	PROM. 78-1	

donde:

\sum sumatoria sobre todas las centrales j adicionadas en el año t

UI_j : costo unitario de capital de la central j expresado en unidades monetarias por MW

MW_j : capacidad de la central j en MW

$I_{j,t}$: costo total de inversión de la central j

$D_{j,t}$: factor de valor remanente en el horizonte de la central j.

$S_{j,t}$: Valor remanente de la central j.

$$t' = t + t_0 - 1$$

$$T' = T + t_0$$

i = tasa de descuento

Los costos de combustible se obtienen por medio de la simulación probabilística de operación de las centrales. Estos costos se asumen que suceden en el punto medio de los años correspondientes, los cuales se calculan por medio de:

$$F_{j,t} = (1 + i)^{-t' - 0.5} * \sum_{h=1}^{NHYD} (\alpha^h * Q_{j,t,h})$$

donde:

L^h : La probabilidad de la condición hidrológica h

$Q_{j,t,h}$: Los costos de combustible de la operación de centrales térmicas para la condición hidrológica h

NHYD : Número de condiciones hidrológicas consideradas.

Los costos de inventario de combustible, se asumen que suceden en el punto medio de los años correspondientes y está dado por:

$$L_{j,t} = (1 + i)^{-t'-0.5} * i * \sum (UFIC_j * MW_j)$$

donde:

\sum Sumatoria sobre todas las plantas adicionadas al sistema en el año t.

UFIC_j: Costo unitario de inventario de combustible para la planta j en unidades monetarias por MW.

Los costos de operación y mantenimiento, están descompuestos en una parte fija dependiente de la capacidad de las centrales y otra variable con la generación. Estos costos son:

$$M_{j,t} = (1+i)^{-t-0.5} \sum \left[(UFOM_j * MW_j) + (UVOM_j * G_{j,t}) \right]$$

Donde:

\sum sumatoria sobre todas las centrales j existentes en el año t .

$UFOM_j$: costo unitario de operación y mantenimiento de la central j , expresado en unidades monetarias por MW-año

$UVOM_j$: costo unitario de operación y mantenimiento de la central j , expresado en unidades monetarias por GWh generado.

$G_{j,t}$: generación esperada de la planta j en el año t en GWh.

El costo de la energía no servida, es utilizado cuando se penaliza ciertas secuencias - para las cuales la demanda actual de energía en el año t es mayor que la generación actual esperada de todas las centrales que existan en esa secuencia. Este costo viene dado por:

$$\emptyset_{j,t} = (1+i)^{-t} - 0.5 \sum \left[\frac{a}{3} * \frac{N_{t,h}^2}{EA_t} + \frac{b}{2} * \frac{N_{t,h}}{EA_t} + c \right] * N_{t,h} * \alpha_h$$

donde:

a, b y c : son constantes dadas como datos, expresadas en \$/KWh

$N_{t,h}$: cantidad de energía no servida (en KWh) para la condición hidrológica h en el año t

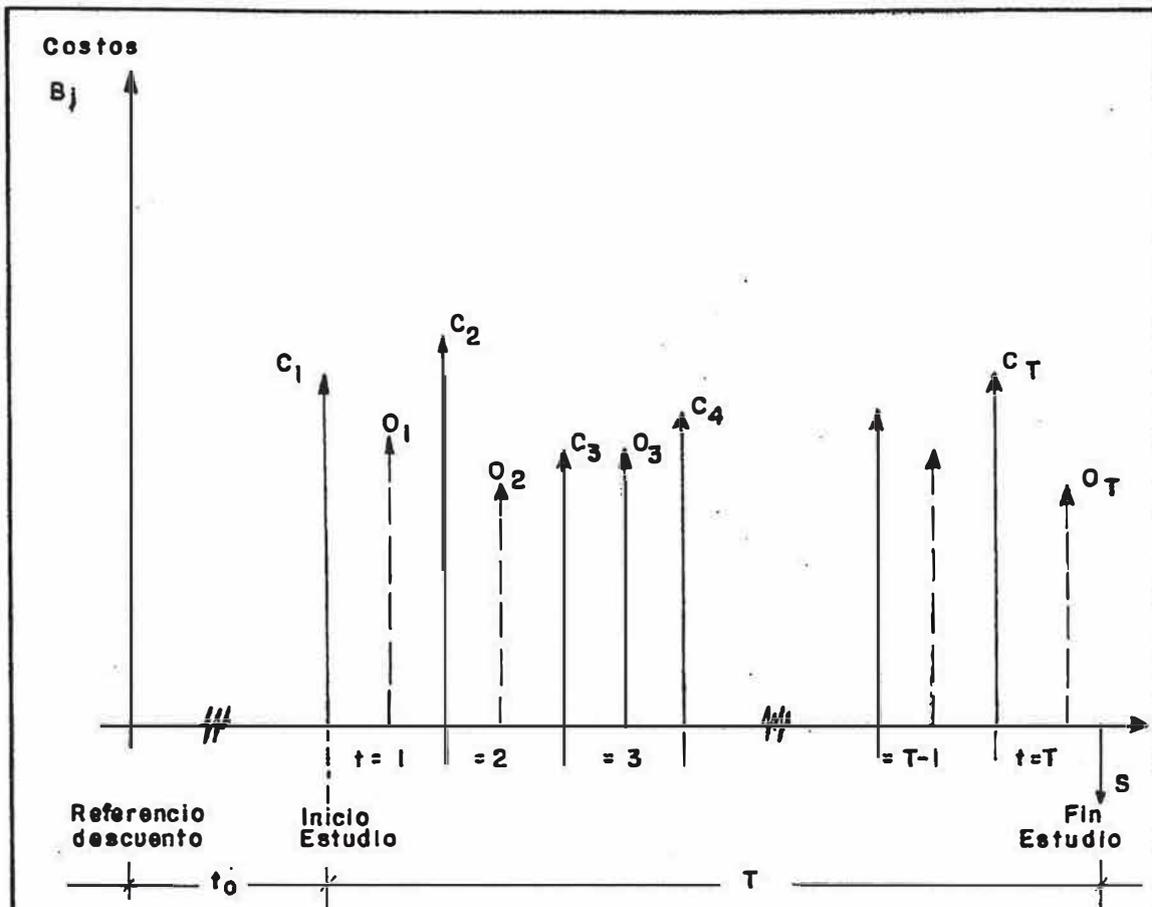
EA_t : energía total demandada por el sistema (en KWh) en el año t

α_h : probabilidad de condición hidrológica h

En la figura 2.6 se muestra una distribución temporal de los costos en la metodología WASP.

Asimismo, se utiliza como criterio de seguridad - el empleo del margen de reserva, como cantidad fija y opcionalmente el uso de la reserva rodante.

El proceso de optimización consiste en minimizar una función objetivo económica (función de costos).



DONDE :

- B_j = FUNCION OBJETIVO: COSTOS TOTALES DEL PLAN DE EXPANSION
- C_i = SUMA DE LOS COSTOS DE INVERSION DE CAPITAL PARA TODAS LAS PLANTAS QUE COMIENZAN SU OPERACION EN EL AÑO
- O_i = SUMA DE TODOS LOS COSTOS DE OPERACION EN EL AÑO (COMBUSTIBLE, ENERGIA NO SERVIDA Y OPERACION + MANTENIMIENTO)
- S = SUMA DE TODOS LOS COSTOS REMANENTES EN EL HORIZONTE DE TODAS LAS PLANTAS ADICIONADAS EN EL PLAN DE EXPANSION
- t_0 = NUMERO DE AÑOS ENTRE LA REFERENCIA PARA LOS VALORES DESCONTADOS Y EL INICIO DEL ESTUDIO
- T = NUMERO DE AÑOS DEL PERIODO DE ESTUDIO

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	FIG. Nº 2 - 6 DISTRIBUCION TEMPORAL DE LOS COSTOS EN LA METODOLOGIA - WASP		FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
	CARLOS CERVANTES CASTRO	PROM. 78-1	

$$I = \min B_j$$

donde B_j es la función objetivo de una secuencia j y está expresado como:

$$B_j = \sum_{t=1}^T \left[I_{j,t} - S_{j,t} + F_{j,t} + L_{j,t} + M_{j,t} + \emptyset_{j,t} \right]$$

donde:

- I : costos de inversión de capital
- S : valor remanente de los costos de inversión al final del período por vida útil restante.
- F : costos de combustible
- L : costo de inventario de combustible
- M : costo de operación y mantenimiento
- \emptyset : costo de la energía no servida.
- t : es el tiempo en años (1,2,3...,T)
- T : es el período total de estudio en años

Para los análisis de sensibilidad, la metodología WASP permite evaluar las mejores secuencias de cubrimiento de la demanda de acuerdo a diferentes tasas de descuento y tasas de escalamiento del costo de combustible. Permite calcular los costos

con dos tipos de monedas (local y divisas). Asimismo, el considerar sensibilidad a los datos de demanda implica el desarrollo iterativo de la metodología.

2.3 DESCRIPCION DE PROGRAMAS COMPLEMENTARIOS

2.3.1 Programa Generador de la Red de Transmisión

El programa constituye un modelo global de expansión por etapas de la red de transmisión - para una estrategia futura de generación y de carga. Tiene como objetivo determinar las trayectorias de transmisión más económicas para una etapa bajo consideración, el número de circuitos de cada trayectoria, el cálculo de los costos de transmisión elaborando flujos de inversión en moneda nacional y extranjera, para el período bajo estudio.

La generación de la red de transmisión se desarrolla en base a una red esqueleto que toma en cuenta todas las posibles trayectorias de líneas a considerarse. Esta red tiene las siguientes características: Sus nodos son todas aquellas estaciones generadoras, centro de carga y estaciones de maniobra, une estos nodos mediante todas las posibles trayectorias

que sean técnica y económicamente factibles, la red no muestra número de circuitos y pueden localizarse varios voltajes de transmisión.

Para comparar trayectorias se define un factor económico de comparación que viene dado por la inversión total para construir un circuito trifásico en la trayectoria dividida por la capacidad de transmisión económica del circuito. Este factor representa la inversión por MW a transmitir por circuito. En base a esta red esqueleto, el programa selecciona las trayectorias que más se ajusten al plan de expansión de generación, diseñando automáticamente la red de transmisión factible para una estrategia futura de generación y un pronóstico de demanda.

A continuación, se describirá la forma de generar al red de transmisión.

En un sistema eléctrico existe un número de generadores y un número de destinatarios que deben ser suministrados. Asociado con cada par estación generadora-centro de carga, se determina un costo mínimo de inversión por unidad (MW) a transmitir C_{ij} . El programa encontrará la cantidad óptima de MW (X_{ij}) que deben -

ser suministrados de cada estación i a cada centro de carga j , de tal manera que los costos de inversión de transmisión sean mínimos para el año bajo estudio. Para realizar lo anterior, son necesarios los siguientes pasos:

- Determinar una matriz que indique los costos mínimos por unidad (MW) a transmitir C_{ij} entre cualquiera dos nodos i y j , aplicando el método revisado de cascada para redes cíclicas.
- Determinar una matriz que proporcione las rutas correspondientes a los costos mínimos de inversión por MW a transmitir entre nodos.
- Determinar la cantidad óptima que debe suministrar cada estación generadora y definir las direcciones de flujo en la red.
- Forma la red necesaria.
- Determinar costos

La construcción de la red de transmisión se realiza utilizando los archivos Belect que contine la matriz de trayectorias, Demand -

que contiene la matriz de cargas, Dacomí que contiene la matriz de costos mínimos y Darumi que contiene la matriz de rutas correspondientes a los costos mínimos; y a una estrategia de generación en el tiempo.

La construcción se realiza suministrando las cargas por medio de los generadores más adecuados, de tal manera que los costos de inversión de transmisión sean mínimos para el año bajo estudio.

Para cada valor de carga i del archivo Demand, se establece la estación generadora j que proporciona un mínimo costo C_{ij} de transmisión. Si la carga es grande, se contempla el suministro de varias plantas generadoras. Los valores C_{ij} son obtenidos del archivo Dacomí. Utilizando el archivo Darumi se establecen los flujos de potencia en las trayectorias de transmisión seleccionados en forma aritmética.

Una vez conocida la distribución de flujos en las trayectorias elegidas, se procede a calcular el número de circuitos que cada trayectoria necesita, esto se hace dividiendo la cantidad de MW que pasan por el elemento dentro

de su capacidad económica de transmisión.

Con la finalidad de tener confiabilidad, un mí
nimo de dos circuitos es considerado por tra -
yectoria.

El programa determina de esta manera una con -
formación económica de la red de transmisión y
luego se efectúa un cálculo del flujo de potenen
cia activa por las líneas por un método aproxi
mado.

El programa verifica para cada trayectoria:

- Nuevas trayectorias que solo llevan el 10%
de su capacidad nominal son eliminados en
el año de análisis.
- Trayectoria que llevan menos de 20% de su
capacidad nominal, se les elimina circui -
tos de tal forma de incrementar la utilizaca
ción de la capacidad existente.
- Trayectoria sobrecargadas en más de 30%,
se les añaden circuitos con el objeto de
evitar sobrecargas.

Una vez determinadas las trayectorias de transmi
sión y el número de circuitos, se accesa al

archivo Belect para poder calcular los costos totales de inversión de las líneas. En este cálculo de costos intervienen los costos de líneas y los costos de los campos de maniobra en los extremos de la misma.

Luego, en base a los costos individuales de las líneas y sus años de vida, se calcula el flujo de inversiones para todo el sistema de transmisión correspondiente al período de planificación.

2.3.2 Programa Para el Cálculo del Valor Presente

Este programa tiene por objeto realizar el cálculo del valor presente de todos los costos, entre los cuales se incluye el flujo de costos correspondientes a las líneas de transmisión para diferentes tasas de descuento, tasas de escalamiento de costos de combustible, tasa de cambio o precio sombra de la moneda extranjera y factor para precio sombra de la mano de obra no calificada.

Considera un período de análisis de 50 años, que corresponde a la vida útil de una central hidroeléctrica. En este período de análisis está comprendido el período de planeamiento -

de 25 años, que permiten abastecer la demanda prevista respectiva y un período posterior durante el cual la demanda y la estructura del sistema permanecen invariables y sirve exclusivamente para la evaluación económica de las alternativas.

Durante el período de planeamiento el flujo de costos incluye las inversiones, los combustibles y el mantenimiento, dentro del combustible se incluye el costo de la energía no servida en el caso que exista. En el período posterior incluye solamente reinversiones y valores constantes para el mantenimiento y los combustibles, que corresponden al último año del período de planeamiento. En el caso de reinversiones, si la vida útil de una instalación no termina durante el período de análisis, se descuenta el valor remanente en el año siguiente al último año del período del análisis.

Considera los costos totales de las instalaciones de transmisión calculadas por el programa descrito en el ítem # 2.3.1. Dentro de estos costos totales se encuentran los costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, costos de reinversiones y costos --

remanentes en el caso de que los hubiera.

El programa imprime cuadros de la configuración de la alternativa, el flujo de costos y los valores presentes para todas las combinaciones de los parámetros.

Los costos se pueden considerar desagregados en moneda nacional, moneda extranjera y lo referente a la mano de obra no calificada en el caso de que exista. La expresión general del valor presente (C) es:

$$C = \int_{T=1}^{TE} (1+r)^{-T} \left[KC(T) + KL(T) + OMC(T) + OML(T) + b(T) \right]$$

donde:

- TE - número de años del período de análisis.
- T - intervalo de tiempo
- r - tasa de descuento.
- KC(T) - costos de inversión o reinversión anuales de centrales eléctricas.
- KL(T) - costos de inversión o reinversión anuales de líneas de transmisión.

- OMC(T) - costo anual de operación y manteniumiento de centrales eléctricas.
- OML(T) - costo anual de operación y manteniumiento de líneas de transmisión.
- b (T) - costos de combustible anual que deupenden de la energía generada.

CAPITULO III

APLICACION AL SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

3.1 GENERALIDADES

El objetivo de la aplicación del modelo WASP versión III en el estudio del plan de desarrollo del Sistema Eléctrico Centro-Norte es establecer la estrategia - de las futuras decisiones que determinen prioridades en la implementación de proyectos de generación y - transmisión que permitan satisfacer los futuros requere_urimientos de energía eléctrica a un mínimo costo, - dentro de una adecuada calidad de servicio y confiabilidad.

Uno de los aspectos importantes para la realización del objetivo antes mencionado es tener una base de - datos confiable y suficientemente completa.

En el presente capítulo, se realizará una descripción de los datos requeridos para realizar el estudio de aplicación del modelo WASP versión III al Sistema Eléctrico Centro-Norte.

Se definirá el horizonte de planeamiento a considerar, la información referente al Sistema de Generación y Transmisión existente y futura, así como la demanda prevista. También se definirán los criterios técnicos, parámetros económicos y restricciones sectoriales que se utilizarán en la realización de la aplicación.

3.2 HORIZONTE DE PLANEAMIENTO

El horizonte de planeamiento debe ser lo suficientemente largo para poder tomar en consideración las distintas duraciones de vida de los proyectos con el objeto de no introducir distorsiones en el cálculo del valor presente.

En el análisis del Desarrollo del Sistema Eléctrico Centro -Norte integrado se utilizará como período de análisis 50 años, (1986-2035) dividido en dos etapas, una primera etapa donde se efectúa en forma detallada la simulación de la expansión, que se denomina período de planeamiento con una duración de 25 años (1986-2010); y una segunda etapa donde el sistema --

eléctrico permanece constante al último año del período de planeamiento, con una duración de 25 años (2011-2035).

La primera etapa, denominada período de planeamiento incluyen tres horizontes de planeamiento:

Corto Plazo	:	Hasta 5 años	(1986-1990)
Mediano Plazo	:	Hasta 10 años	(1986-1995)
Largo Plazo	:	Hasta 25 años	(1986-2010)

Para el análisis de los Sistemas Eléctricos Aislados se utilizará como período de análisis 50 años, dividido en dos etapas, la primera es de planificación detallada y tendrá una duración de 19 años -- (1986-2004) y la segunda etapa con una duración de 31 años, donde permanece constante el Sistema Eléctrico al último año de la etapa anterior.

3.3. DEFINICION DE PARAMETROS ECONOMICOS, RESTRICCIONES SECTORIALES Y CRITERIOS TECNICOS

Es importante tener en cuenta, en la definición de los parámetros económicos, restricciones sectoriales y criterios técnicos, es que las decisiones que se toman hoy y que pueden estar basadas en situaciones coyunturales, gravitarán por largos años en la configuración del sistema eléctrico, con todas las

consecuencias que puedan causar.

3.3.1 Parámetros Económicos

Los resultados encontrados en el planeamiento eléctrico son muy sensibles con los parámetros económicos que se utilizan en su realización.

Es importante precisar que la definición de estos parámetros no se pueden realizar al margen de otros sectores de la economía, pues se utilizan recursos de toda la comunidad, por esta razón la definición de dichos parámetros debe ser el resultado de un análisis macroeconómico.

Los parámetros económicos utilizados son:

La tasa de descuento o actualización, el precio sombra de la divisa o tasa de cambio, la tasa de variación del precio del combustible y el precio sombra de la mano de obra no calificada.

De acuerdo a recientes estudios realizados por el Instituto Nacional de Planificación (INP), en lo referente a la tasa de descuento,

recomiendan utilizar un valor de 12%, utilizando como sensibilidades las tasas de 10% al 14%.

El Banco Interamericano de Desarrollo y el Banco Mundial recomiendan utilizar el rango de 11% al 13%. Para el presente estudio se utilizará el valor recomendado por el INP, o sea 12% utilizando como sensibilidades las tasas de 10% y 14%.

El precio sombra de la divisa viene a ser el incremento de bienes y servicios disponibles como resultado de la adición a la economía nacional de una unidad de divisa. Este incremento está en función de la manera como esta unidad de divisas sea utilizada y como son incorporados a la economía los bienes adquiridos.

En el presente estudio se utilizará el precio sombra de la divisa recomendado por el Banco Interamericano de Desarrollo que es 1.25.

El costo de los combustibles ha soportado en los últimos años, variaciones sustanciales de precios. Las causas son muy complejas, pero en forma general se pueden mencionar la --

influencia que ejercen sobre el mercado del petróleo los países componentes de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). La política seguida por la OPEP se puede resumir en que el precio del petróleo deberá aumentar con una tasa igual a la tasa de inflación de precios en los países industrializados; lo que ha originado un gran escalamamiento en los precios de combustibles.

Sin embargo, esta situación tiende a estabilizarse debido a una mayor difusión de la política de conservación de recursos, a una normalización de la situación política de los países árabes y a una racionalización de la comercialización del petróleo con la lenta desaparición del mercado paralelo "SPOT" de oferta y demanda a corto plazo.

De acuerdo a lo expuesto en el párrafo anterior, se utilizará la tasa de incremento anual de costo de combustible de 0%, utilizando como sensibilidades las tasas de 1% y 2%.

En la evaluación de Proyectos, el precio sombra de la mano de obra no calificada se utiliza para valorizar el costo del insumo de

trabajo. En la estimación de este precio sombra son determinantes la demanda y la oferta de mano de obra no calificada, incluyendo factores como nivel de salarios, el costo del ocio, la utilidad marginal del ingreso, la utilidad marginal del ocio.

De acuerdo a estos factores, el INP ha determinado que en el PERU el precio sombra de la mano de obra no calificada es de 0.33. El Banco Interamericano de Desarrollo recomienda utilizar 0.4 y 0.6. En el presente estudio no se ha considerado el precio sombra para la mano de obra no calificada, puesto que para todos los Proyectos se asumió una proporción idéntica de costos. La evaluación de Proyectos con precio sombra para la mano de obra no calificada se deberán realizar en estudios de más detalle (definitivo) para cada proyecto.

3.3.2 Restricciones Sectoriales

Las restricciones sectoriales corresponden a la necesidad de compatibilizar el desarrollo del sector con los objetivos del gobierno en relación con otros sectores y con las limitaciones Técnico-económicas del país. Entre ellas podemos citar:

- Uso prioritario del agua, referente a posibles conflictos con regadío, utilización industrial o minero y los usos para agua potable.
- Política energética, que se refiere a los incentivos en el uso de combustibles locales, limitaciones en el uso del petróleo, desarrollo de otras fuentes de energía no convencionales.
- Política laboral referente a preferir soluciones donde el uso de mano de obra local sea el mayor componente.
- Incentivo a la producción nacional, con el uso de equipo y materiales locales.
- Restricciones de divisas, que se refiere a preferir soluciones con mayor componente de costo local
- Protección del medio ambiente, que trate de favorecer soluciones que no modifiquen el comportamiento del medio ambiente.

3.3.3 Criterios Técnicos

Un aspecto importante para establecer la estrategia más adecuada de desarrollo del Sistema Eléctrico Centro-Norte, es el estableci - miento de criterios técnicos que permitan evaluar cada una de las alternativas analizadas, para que puedan ser aprobadas en el caso de que cumplan dichos criterios y rechazada en - el caso de que no las cumplan. Luego, se determina el costo de cada una de las secuen - cias alternativas técnicamente factibles, respetando los parámetros económicos estableci - dos y las restricciones sectoriales definidas en 3.3.1 y 3.3.2 respectivamente, para final - mente determinar la estrategia más adecuada - de implementación de proyectos.

La definición de los criterios dependen básicamente de las características del sistema - eléctrico, así como de la calidad de servicio que se le desee dar y de los recursos económicos del respectivo país propietario de dicho sistema eléctrico.

De acuerdo a lo expuesto en el ítem 1.1, el PERU es un país pobre, integrante del grupo de países en vías de desarrollo (Tercer Mundo),

con un suministro eléctrico con unas características que se mencionan en el ítem 1.2.

Por lo tanto, es importante tener en cuenta estos aspectos cuando se definen los criterios técnicos.

Los criterios técnicos, se referirán al planeamiento de generación y transmisión, cada uno comprende a la operación y reserva, respectivamente, los cuales se definen a continuación.

a) Criterios de Operación en Generación

La operación de las Centrales debe realizarse en función del costo unitario de energía (\$/Unidad de Energía), este costo incluye los costos de operación y mantenimiento variable, de tal manera que cuanto más elevado sea el costo unitario de generación de una Central menor será su tiempo de operación.

La operación de las Centrales puede simularse de dos formas: Determinística y probabilística. La simulación determinística utiliza información de la demanda, capacidad disponible de las plantas, tanto

térmicas como hidráulicas, y la energía disponible de las plantas hidroeléctricas en el período bajo estudio que tienen valores fijos. La simulación probabilística utiliza como información valores esperados.

La simulación determinística de la operación de Centrales lleva a una estimación optimista de los costos futuros de operación, ya que si tenemos una capacidad disponible mayor que la máxima demanda, habrá ciertas centrales - las de mayor costo incremental - que no operarán en ningún momento y prácticamente aparecerán como una reserva. La realidad es que se está haciendo una estimación de una situación futura no conocida y la forma precisa de representarla es probabilísticamente, ya que estas centrales probablemente van a operar durante algún tiempo debido a la posible salida forzada de algunas centrales.

El tratamiento para la operación de centrales hidroeléctricas deberá tener en cuenta la variación hidrológica, lo cual se consigue al dividir el año en períodos,

realizando su despacho respectivo utilizando información hidrológica de año húmedo y seco, afectadas por su correspondiente probabilidad de ocurrencia.

En el presente estudio se utilizará el año dividido en cuatro partes o trimestres. La probabilidad de ocurrencia del régimen hidrológico húmedo es de 85% y del régimen hidrológico seco es de 15%.

b) Criterios de Seguridad en Generación

La manera más precisa de evaluar la seguridad del abastecimiento de la demanda es incluir el costo de las restricciones dentro de la función objetivo a optimizar. El costeo de las restricciones permite su valoración en términos económicos e introduce la calidad del servicio como una variable adicional del análisis de cada alternativa.

El perjuicio económico que una restricción produce a los usuarios de un sistema eléctrico aumenta con la magnitud de la restricción, de tal forma que el costo unitario de la falla es una función crecien-

te de la energía no servida. La definición de una expresión teórica que represente esta función es muy difícil de realizar, ya que los parámetros económicos que están involucrados en ella son numerosos.

En la práctica pueden adoptarse expresiones simples del costo unitario de la energía no servida, en función de la magnitud de la falla en energía (C (\$/KWH)), en el modelo WASP versión III se adopta la siguiente expresión:

$$C \text{ (\$/KWH)} = a + b \frac{EF}{EA} + d \frac{EF^2}{EA} \quad (1)$$

Donde:

C = Costo incremental de falla (\$/KWH)

a, b, d - Constantes

EF = Energía restringida (KWH)

EA = Energía anual demandada (KWH)

El costo total para una falla de magnitud EF será:

$$CT (\$) = \int_0^{EF} C(E) dE \quad (2)$$

C (E) - Costo Unitario de falla en
energía (\$/KWH)

Empleando (1) en (2) y efectuando, se tiene:

$$CT (\$) = a + \frac{b}{2} \frac{EF}{EA} + \frac{d}{3} \frac{EF}{EA} \quad EF^2$$

El costo total esperado será la suma de los costos totales para cada condición hidrológica ponderados por su probabilidad respectiva.

Los valores de los coeficientes se han obtenido de un trabajo realizado por el - Ing. Enrique Crousillat en la que realiza la valoración de la energía no servida - para los tres sectores más representati - vos de los sistemas eléctricos del PERU: consumo industrial, minero y residencial. Considerando para tal efecto una ponderación de 41, 34 y 25% para cada sector.

El valor de la energía no servida a estimar para cada sector corresponde a las - condiciones de una interrupción del servicio imprevista.

Para el consumo industrial, utilizando un modelo econométrico determina que el efecto del KWH consumido en el valor agregado de la industria es de:

EF/EA	\$ KWH
0.0005	0.100
0.0125	0.930
0.0250	1.875

Para el consumo minero, determina un valor de 0.090 \$/KWH constante para diferentes niveles de EF/EA, debido a que en su mayoría son autoproductores o disponen de unidades generadoras de emergencia, y no serán afectados mayormente por la duración de la interrupción.

Para el consumo residencial, utiliza un criterio microeconómico sobre las decisiones del individuo en la utilización de su propio tiempo en dos usos alternativos: Trabajo y recreación/ocio. Asume que el individuo hará mayor uso de su tiempo libre mientras el beneficio marginal de la recreación/ocio sea mayor al beneficio marginal del trabajo. En este sentido el individuo establece un --

equilibrio en el uso de su tiempo en el punto donde ambos beneficios marginales son iguales.

La aplicación de este criterio en la valoración de la energía no servida en el sector residencial se basa en la consideración de que el principal efecto de la energía no servida será aquel de la interrupción del ocio/recreación en el hogar, asumiendo que las demás actividades domésticas de consumo eléctrico podrán acomodarse con relativa facilidad en el tiempo ante una interrupción esperada o inesperada. Como resultado de este razonamiento, se establece que el costo del ocio interrumpido es equivalente al salario. Los valores determinados son:

EE/EA	\$/KWh
0.0005	0.133
0.0125	0.300
0.0250	0.600

Haciendo uso de la producción entre los tres sectores, se obtienen los siguientes valores:

EF/EA	\$/KWh
0.0005	0.105
0.0125	0.490
0.0250	0.950

Reemplazando los tres puntos conocidos en la ecuación del costo la energía no servida se establece un sistema de tres ecuaciones lineales simultáneas:

$$a + \frac{b}{2} (0.0005) + \frac{d}{3} (0.0005)^2 = 0.105$$

$$a + \frac{b}{2} (0.0125) + \frac{d}{3} (0.0125)^2 = 0.490$$

$$a + \frac{b}{2} (0.0250) + \frac{d}{3} (0.0250)^2 = 0.950$$

Resolviendo se obtienen los valores de los coeficientes utilizados en el presente estudio:

$$a = 0.088, \quad b = 14.79 \quad \text{y} \quad c = 64.17$$

La definición de la reserva de un sistema eléctrico es un criterio de seguridad importante y viene a ser la diferencia entre la oferta disponible y el requisito de demanda en el instante en que se calcula.

La necesidad de reserva tiene por objeto mantener un adecuado suministro al mercado consumidor, frente a eventos que puedan reducir la oferta disponible en el sistema eléctrico o elevar el valor de la demanda.

Los eventos que influyen en el dimensionamiento de la reserva son:

i) Salida forzada de una central.

La salida forzada de una central es consecuencia de fallas electromecánicas que obligan su inmediata paralización para que se puedan realizar las reparaciones correspondientes.

La manera de incluir la posibilidad de salidas forzadas de centrales eléctricas en un sistema, es determinando curvas de duración de carga equivalentes que incluyan estas salidas forzadas, para lo cual se -

utiliza las probabilidades de salidas forzadas de cada una de las centrales.

ii) Mantenimiento Programado

La salida de una central para mantenimiento programado resulta de su retirada de servicio mediante un programa establecido para inspección parcial o general. Este mantenimiento puede ser preventivo y correctivo postergable.

El mantenimiento preventivo constituye una actividad ejecutada periódicamente en las centrales eléctricas con lo cual se conservan dentro del período de vida útil definido económicamente para cada una de ellas y para mantener la probabilidad de falla en niveles bajos y constantes.

El mantenimiento correctivo postergable es aquella actividad que se realiza para solucionar una falla constatada, lo cual no caracteriza una salida forzada.

También no se consideran salidas forzadas, a las salidas programadas por motivos de operación, construcción o pruebas.

La reserva para mantenimiento asociada para cada central es estimada por la relación:

$$RMA = m \times PEFT$$

Donde:

m = Tasa de mantenimiento de central en p.U.

PEFT = Potencia efectiva de la central.

En el presente estudio, en el caso de las centrales térmicas el valor utilizado se encuentra en función del número de días en que se realiza el mantenimiento y los valores se encuentran en los cuadros N^{os}. 3.7 y 3.8.

Para el caso de las centrales hidroeléctricas se considera el mantenimiento al considerar la potencia disponible de la central y en su energía considerada en la cual se le descuenta la cantidad de energía dejada de producir por mantenimiento.

iii) Limitación de Potencia

En un sistema eléctrico pueden ocurrir indisponibilidades de potencia sin que signifique salida forzada de una central, estas indisponibilidades pueden ocurrir por desperfectos, en algún componente, por vaciamiento de reservorios o por restricciones de transmisión. Esta indisponibilidad se incluye en el factor de disponibilidad de la central y la forma de calcularla es con relación:

$$\text{HEDF} = \text{HLF} \times r$$

Donde:

HEDF - horas equivalentes de salidas forzadas.

HLF - horas de operación con limitación

r - grado de limitación en potencia en P.U.

Las indisponibilidades por vaciamiento del reservorio y por restricciones de transmisión no se toman en cuenta, ya --

que ese problema no va a durar todo el período de planeamiento.

iv) Variaciones de Carga .

La reserva de potencia y energía tienen como finalidad mantener el nivel de confiabilidad de abastecimiento de la de - manda eléctrica.

La carga de un sistema tiene variacio - nes periódicas, además de variaciones - aleatorias. Las variaciones periódicas obligan al establecimiento de una reserva tal que se puedan aprovechar las sobras de energía en los meses en que la demanda es más baja. Para cubrir las - variaciones aleatorias, como la regula - rización de la frecuencia se destina la actuación de los reguladores de veloci - dad.

Después de describir los eventos que influyen en el dimensionamiento de la reserva, se concluye que su definición depende del sistema donde son empleados, de sus características, del valor de la carga y de la composición del parque generador.

La definición de la reserva puede ser hecha de acuerdo a un enfoque determinístico o probabilístico.

La reserva obtenida por un enfoque de determinístico, es normalmente una composición porcentual de la demanda. Este enfoque permite un cálculo rápido y sencillo de los niveles de reserva. En el caso del presente estudio se utiliza el 5% como tasa de reserva.

La reserva obtenida por un enfoque probabilístico, permite evaluar la confiabilidad asociada a cierto nivel de reserva. El criterio más utilizado es el LOLP (probabilidad de Pérdida de Carga) que es la fracción de tiempo en que el sistema de generación es incapaz de atender sus requisitos de demanda.

En países desarrollados el nivel de riesgo utilizado para definir la capacidad instalada y en consecuencia la reserva, es considerar un LOLP de 0.1 día por año. Este nivel de garantía representaría costos prohibitivos para países en vías de desarrollo.

El considerar un LOLP de 0.1 día por año equivale a considerar con criterio determinístico en porcentaje fijo de aproximadamente 30% de reserva, el considerar un LOLP de 0.35 días/año equivale a 22% aproximadamente, un LOLP de 1 día/año a 20% aproximadamente, valores que siguen siendo prohibitivos para un país en vías de desarrollo. Con la actual situación económica internacional y los problemas financieros que tienen los países en vías de desarrollo, se debe ajustar la reserva en los niveles de riesgo entre 1 y 10 días/año.

En el presente estudio se utiliza un LOLP de 5 días/año.

c) Criterios de Operación en Transmisión

En condiciones normales las tensiones de barras deben estar entre 0.95 y 1.05 por unidad de los valores nominales, todos los elementos de la red (líneas, transformadores, generadores) deben operar dentro de su capacidad de operación normal, todas las líneas de interconexión deben estar

en servicio, la demanda del sistema debe cubrirse en su totalidad, la compensación de potencia reactiva debe proveerse localmente con el fin de minimizar el flujo de potencia reactiva por las líneas de transmisión.

En condiciones de contingencia las tensiones deben estar en 0.9 a 1.05 por unidad de los valores nominales, la operación de los elementos de la red deben tener límites de capacidad de los equipos, en caso de transformadores es normal considerar una sobrecarga de 20% sobre su capacidad nominal, para líneas de transmisión de 220 KV el límite de corriente es de 600 amperios.

En estas condiciones de contingencia no necesariamente todas las líneas están en servicio, de tal manera que parte de la carga puede ser rechazada para mantener en operación la red de un sistema eléctrico.

d) Criterios de Seguridad en Transmisión

Para tener seguridad en la transmisión de energía eléctrica se deben establecer criterios que básicamente dependen del sistema eléctrico correspondiente.

Un criterio importante es realizar la expansión del sistema de transmisión con un reforzamiento del nivel de tensión de transmisión más alto del sistema eléctrico existente, para posteriormente utilizar un nuevo nivel de tensión de transmisión. En el caso del sistema eléctrico Centro - Norte el nivel de tensión a reforzar es 220 KV y el nuevo nivel de tensión será 500 KV.

La expansión del sistema de transmisión, puede basarse en el criterio de capacidad de firme de transmisión, que expresa que la potencia que se desea transmitir debe ser capaz de fluir por un adecuado número de circuitos, aún en la contingencia de perder una terna en dicha trayectoria.

Las trayectorias que estén cargadas menos del 10% de su capacidad nominal deben ser eliminadas pero respetando las líneas ra diales. Para trayectorias que tengan un flujo de potencia entre el 10% y 20% de la capacidad nominal de la trayectoria, puede mejorarse modificando el número de circuitos de tal manera que la capacidad nominal de la trayectoria sea suficiente para soportar el flujo de potencia más la adición de un circuito para contingencias.

Si se supera el 30% de sobrecargas, se mo dificará el número de circuitos al número apropiado para soportar el flujo sin so bre carga más la adición de un circuito - por contingencias.

El criterio empleado en la verificación - de la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico es que el sistema deberá per manecer estable después de la ocurrencia de una falla monofásica a tierra, dicha - falla deberá ser eliminada por el sistema de protección.

Asimismo, se deberá emplear el criterio - de verificación del nivel de cortocircuito

para la regulación de interruptores existentes y futuros para soportar los niveles máximos de corriente de falla.

El número de líneas que salen de una central eléctrica deberá ser el suficiente para transportar toda su potencia.

En las subestaciones se deberá colocar una unidad adicional de transformación como reserva.

Las pérdidas de transmisión se dan en porcentaje, el cual para su utilización se le incluye en la demanda. En el caso del sistema eléctrico Centro-Norte se considera el 6% para la demanda de potencia máxima y 5% para la demanda de energía.

3.4 INFORMACION REFERENTE AL SISTEMA DE GENERACION Y TRANSMISION ELECTRICA

3.4.1 Sistema de Generación Eléctrica

La información referente al Sistema de Generación comprende a las Centrales existentes, las centrales que se encuentran en proceso de construcción y un conjunto de proyectos propuestos como centrales candidatas a ser consi

deradas en las secuencias de expansión del sistema eléctrico en estudio.

Como centrales eléctricas existentes se ha considerado a aquellas que actualmente están interconectadas y aquellas que por su cercanía serán integradas a los sistemas eléctricos dentro del período de estudio.

La información correspondiente a las centrales existentes ha sido obtenida de las características operativas de cada empresa o dependencia encargada de su operación.

En el caso de los proyectos que están ejecución o cuentan con estudio de pre-inversión, factibilidad y definitivo, la información se obtuvo de los estudios respectivos.

Los proyectos hidroeléctricos que no cuentan con estudios han sido evaluados utilizando el modelo de computación EVAL con la información existente sobre sus recursos hídricos.

En el caso de las centrales térmicas, los proyectos alternativos consisten básicamente de centrales convencionales con tamaños adecuados al mercado de los sistemas eléctricos en estudio.

La alternativa nucleoelectrica fue considerada utilizando informaci3n obtenida del Instituto Peruano de Energía Nuclear.

En los cuadros # 3.1 y 3.2 se muestran las características técnicas de las Centrales Hidroeléctricas existentes y en proyecto, consideradas para el sistema Eléctrico Centro-Norte. Asimismo, el cuadro 3.3 se refiere a los costos de inversión de las centrales en proyecto.

En los cuadros # 3.4 y 3.5 se muestran las características técnicas de las Centrales Hidroeléctricas existentes y en proyecto, consideradas para los sistemas Eléctricos Aislados. Asimismo, el cuadro # 3.6 se refiere a los costos de inversión de las Centrales en Proyecto.

Las características técnicas y económicas de las centrales térmicas existentes y en proyecto, se muestran en los cuadros 3.7 y 3.8 para el análisis del Sistema Eléctrico Centro-Norte; y en los cuadros 3.10 y 3.11 para el análisis de los Sistemas Eléctricos Aislados, según los requerimientos del modelo WASP versión III.

Los costos de inversión para las centrales -
térmicas en proyecto se indican en los cuadros
3.9 y 3.12; para el sistema Eléctrico Centro-
Norte y Sistemas Eléctricos Aislados, respec-
tivamente.

En los cuadros 3.13 y 3.14, se presentarán -
las características generales de los grupos -
de las centrales térmicas existentes, para el
sistema Eléctrico Centro-Norte y para los Sis-
temas Eléctricos Aislados.

3.4.2 Sistema de Transmisión Eléctrica

La información del Sistema de Transmisión, es
está constituida por la totalidad de líneas de
finidas en la red esqueleto mencionada en el
punto 2.3 que conforman el catálogo de líneas
de transmisión.

De acuerdo con los criterios técnicos estable-
cidos en 3.3.3 los niveles de tensión conside-
rados en el presente catálogo son 220 KV y -
500 KW. El nivel de tensión de 220 KV es el
que está actualmente en uso y conforma la red
básica para el desarrollo futuro. La utiliza-
ción del nivel de tensión de 500 KV está pre-
vista con los proyectos de la Selva.

En la figura 3.1 se muestra la red esqueleto utilizada en el presente estudio. En el cuadro 3.15 se indican las líneas que constituyen el catálogo de líneas de transmisión a utilizar en el análisis del Sistema Eléctrico Centro - Norte.

Adicionalmente, en el cuadro 3.16 se indican las líneas de transmisión a niveles de tensión menores a 220 KV, que se utilizarán en el análisis de los Sistemas Eléctricos Aislados.

En la figura 3.2 se muestra la configuración de la red de transmisión existente del Sistema Eléctrico Centro Norte.

3.5 PREVISION DE DEMANDAS

La previsión de demandas constituye uno de los aspectos fundamentales del Planeamiento Eléctrico, ya que la existencia de la demanda es el origen del proceso de electrificación, y consecuentemente, su determinación, base de todo estudio de planeamiento.

El objetivo de la previsión de demandas es estimar con suficiente anticipación las magnitudes y las características de los requerimientos futuros de energía eléctrica.

Para la determinación del Plan de desarrollo de un sistema eléctrico es necesario tener distintos tipos de previsiones de demanda:

- Previsión de demanda a corto plazo

Considera de 1 año hasta 5 años de proyección, están destinados a optimizar la operación del sistema eléctrico, a programar el mantenimiento de los equipos, definir programas de expansión de la transmisión, subtransmisión y distribución; y la realización de pequeños ajustes en los programas de generación.

- Previsión de demandas a mediano plazo

Considera hasta 10 años, en esta etapa se definen los programas de generación para su mediata implementación.

- Previsión de demandas a largo plazo

Considera hasta 25 años, esta previsión sirve de base para establecer el lineamiento de que recursos se deben explotar, definiendo la realización de los estudios respectivos para el debido aprovechamiento de dichos recursos, entre los cuales se considera a la generación y transmisión.

3.5.1 Consideraciones Generales Para la Previsión De Demandas

En la previsión de demandas se tiene en cuenta la tendencia histórica del crecimiento, los requerimientos energéticos de los proyectos de inversión, el comportamiento de las cargas eléctricas en relación a la situación actual, así como a otras consideraciones y premisas de tipo técnico-económico. Las más importantes son:

- a) Se consideran los siguientes horizontes de planeamiento:
 - Corto Plazo : Hasta 5 años
 - Mediano Plazo : Hasta 10 años
 - Largo Plazo : Hasta 25 años

- b) Las cifras de demanda, tanto de energía como en potencia están presentadas a nivel de distribución; es decir, no incluye pérdidas de transmisión.

- c) Se denomina Centro de Carga al Centro de consumo importante de un sistema y consiste en un gran núcleo urbano o área geográfica en donde se integran las cargas eléctricas de la zona. El suministro eléctrico

co del Centro de Carga es generalmente en alta tensión.

d) Se consideran los siguientes sectores de consumo:

- Servicio Público, subdividido en Doméstico, comercial, industrial y alumbrado público.

- Autoproductores (grandes cargas), incluye industriales mayores, minería, pesquería, etc.

- Proyectos de inversión, considera a los grandes proyectos de desarrollo que son grandes consumidores de energía eléctrica.

e) La integración de nuevas cargas se da de dos maneras: la de cargas dentro de cada Centro de Carga y la de Centro de Carga al Sistema Eléctrico Centro-Norte. En el primer caso el principal criterio es el supuesto de disponibilidad de oferta hidroeléctrica; y, en el segundo caso se basa en un conocimiento de las oportunidades de puesta en operación de

principales proyectos eléctricos generación y transmisión basados en consideraciones de orden técnico, económico y de planeamiento.

- f) En la proyección de la demanda a corto plazo se tiene en cuenta la ligera recuperación del sector industrial. Para el mediano y largo plazo se considera la reactivación del aparato productivo nacional en función de una nueva política económica.

3.5.2 Breve Descripción de la Metodología de la Previsión de Demandas

La previsión de demandas se realiza en base a la previsión de demandas individuales de cada carga eléctrica, las cuales son integrados a los grandes sectores de consumo. Posteriormente, se analiza a cada carga en cuanto a sus posibilidades de integración al Sistema Eléctrico.

En esta evaluación se tiene en cuenta los aspectos demográficos, de estadística eléctrica e informaciones recogidas en cada centro de carga principal.

La metodología de previsión de demandas con sidera tres grandes tipos de consumo: Servicio Público, Autoprodutores (Grandes Cargas) y Proyectos de inversión.

a) Servicio Público.- En este rubro se incluye a las Ciudades Grandes y Medianas y a los llamados Pequeños Centros Poblados.

- Ciudades Grandes y Medianas

Se definen así a aquellas ciudades cu ya población según Censo Nacional de 1981 fue mayor a 30,000 habitantes.

La previsión de demanda para este tipo de carga se basa en información esta - dística de 10 años o más, relativo al consumo doméstico, comercial, indus - trial y alumbrado público; pérdidas en distribución y máxima demanda de poten - cia.

En base a la proyección de la población y con el empleo de índices de cobertura (habitantes/abonado doméstico) se proyecta el número de usuarios del ti - po doméstico. Con el número de usua -

rios y estimando el consumo unitario - respectivo, se determinan los requerimientos de energía de ese sector.

Las relaciones entre los otros consumos sectoriales (comercial, industrial, alumbrado público) y el consumo doméstico, permiten proyectar la energía - facturable total.

La energía distribuida total se obtiene sumando a la energía facturable total las pérdidas de distribución correspondientes. Estas pérdidas son determinadas previamente a base de registros estadísticos y relaciones técnicas.

Finalmente, con las previsiones de energía distribuida y el factor de carga proyectado se determinan las máximas demandas de potencia.

- Pequeños Centros Poblados

Se definen así a aquellas localidades cuya población según Censo de 1981 fue menor a 30,000 habitantes, que generalmente son capitales de distrito.

La previsión de demanda se inicia - con la recolección de datos demográ- fico- geográfico; y, dependiendo de la disponibilidad de información, - continúa de dos maneras:

- a) Utilizando Curvas de Consumo - Unitario Doméstico y Alumbrado Público versus Número de Abona- dos Domésticos. Estas curvas son de la forma:
 $y = a x^b$, y son determinadas a partir de siete u ocho pares de datos.

El consumo de los sectores Comercial, Industrial, Uso Gene- ral y Electrobombas, es determi- nado mediante relaciones con - respecto al Consumo Doméstico y Alumbrado Público. Adicionan - do el consumo de los secto - res se determina la Energía Neta.

La Máxima Demanda es obtenida - por simple cociente entre la - Energía Distribuida (con pérdi- das) y las horas de utilización.

b) Cuando no se dispone de estadística eléctrica, se utiliza Parámetros de Consumo. En este procedimiento se utiliza los índices varios/habitante y horas de utilización, asimismo, se toma como referencia la información histórica de Pequeños Centros Poblados con experiencia eléctrica.

- Autoproductores (Grandes Cargas)

Para la previsión de demanda de este tipo de cargas se utiliza el análisis individual para cada tipo de consumidor conectado a las redes de servicio público o aislado, según sea el caso.

La proyecciones son efectuados en base a la información histórica de consumos y producciones de energía eléctrica. Dicha información se complementa con análisis de documentos oficiales y entrevistas con los altos ejecutivos de dichas unidades productivas, en relación a las previsiones de ampliaciones del tamaño

de la planta o expectativas futuras para su industria. De este modo es posible proyectar tanto el consumo de energía como la máxima demanda - de potencia de los autoprodutores.

- Proyectos de Inversión

La forma de realizar la previsión de demanda de los proyectos de inver - sión es similar a la seguida en el - caso de Autoprodutores; es decir, se basa en el análisis individual de cada proyecto.

3.5.3 Diagramas de Duración de Carga

Los diagramas de duración de carga son necesarios para la aplicación del modelo WASP ver - sión III. Estos diagramas deben ser de los años futuros dentro del período de planeamiento.

Los diagramas de duración de carga son un ordenamiento de los diagramas de carga horario. A continuación se realiza una breve descrip - ción de la forma de proyectar los diagramas - de carga horario.

En base a la información del diagrama de carga horario inicial y conociendo las respectivas proyecciones anuales de la máxima demanda y de la demanda de energía, se puede estimar los diagramas de carga horario de años futuros.

La variación no lineal de la potencia de cada hora se puede representar por tramos lineales año a año, planteándose la siguiente ecuación:

$$P_{i,j+1} = m P_{i,j} + n \quad (1)$$

Donde:

$$\begin{aligned} P_{i,j} &= \text{Demanda de la hora } i \text{ del año } j \\ P_{i,j+1} &= \text{Demanda de la hora } i \text{ del año } j + 1 \\ m, n &= \text{Constantes} \end{aligned}$$

Si tenemos demanda la potencia máxima, se tendrá:

$$PM_{j+1} = m PM_j + n \quad (2)$$

Donde:

$$\begin{aligned} PM_j &= \text{Demanda máxima del año } j \\ PM_{j+1} &= \text{Demanda máxima del año } j + 1 \\ m, n &= \text{Constantes} \end{aligned}$$

La demanda de energía anual está dado por:

$$E_j = 365 \sum_{i=1}^{24} P_{i,j} \quad (3)$$

$$E_{j+1} = 365 \sum_{i=1}^{24} P_{i,j+1} \quad (4)$$

Reemplazando la ecuación (1) en la ecuación (4) y resolviendo las ecuaciones (3) y (4) - se obtiene

$$E_{j+1} = m E_j + 8760 n \quad (5)$$

Resolviendo simultáneamente las ecuaciones (2) y (5), y considerando que el factor de carga diaria se representa por:

$$f_c = \frac{E}{8760 PM} \quad (6)$$

Se obtiene las ecuaciones que representan m y n:

$$m = \frac{PM_{j+1}}{PM_j} \frac{1 - f_{c,j+1}}{1 - f_{c,j}}$$

$$n = PM_{j+1} \frac{fc_{j+1} - fc_j}{1 - fc_j}$$

Con los valores de las constantes m y n es posible determinar el diagrama de carga horario del año; y de esta manera generar los diagramas de carga horario futuros.

Luego, cada diagrama de carga se convierte en diagrama de duración de carga y se expresa en un polinomio de 5to orden o en datos puntuales; posteriormente el modelo WASP versión III internamente invierte los diagramas de duración de carga y lo representa por una serie fourier de hasta 100 términos.

3.5.4 Información Considerada Para el Sistema Eléctrico Centro - Norte

La demanda de potencia máxima y la demanda de energía se muestran en el cuadro 3.17 para la demanda de potencia máxima se incluye el factor de simultaneidad igual a 0.96 y 6% de pérdidas de transmisión. En lo referente a la demanda de energía se incluye como pérdidas de energía el 5%.

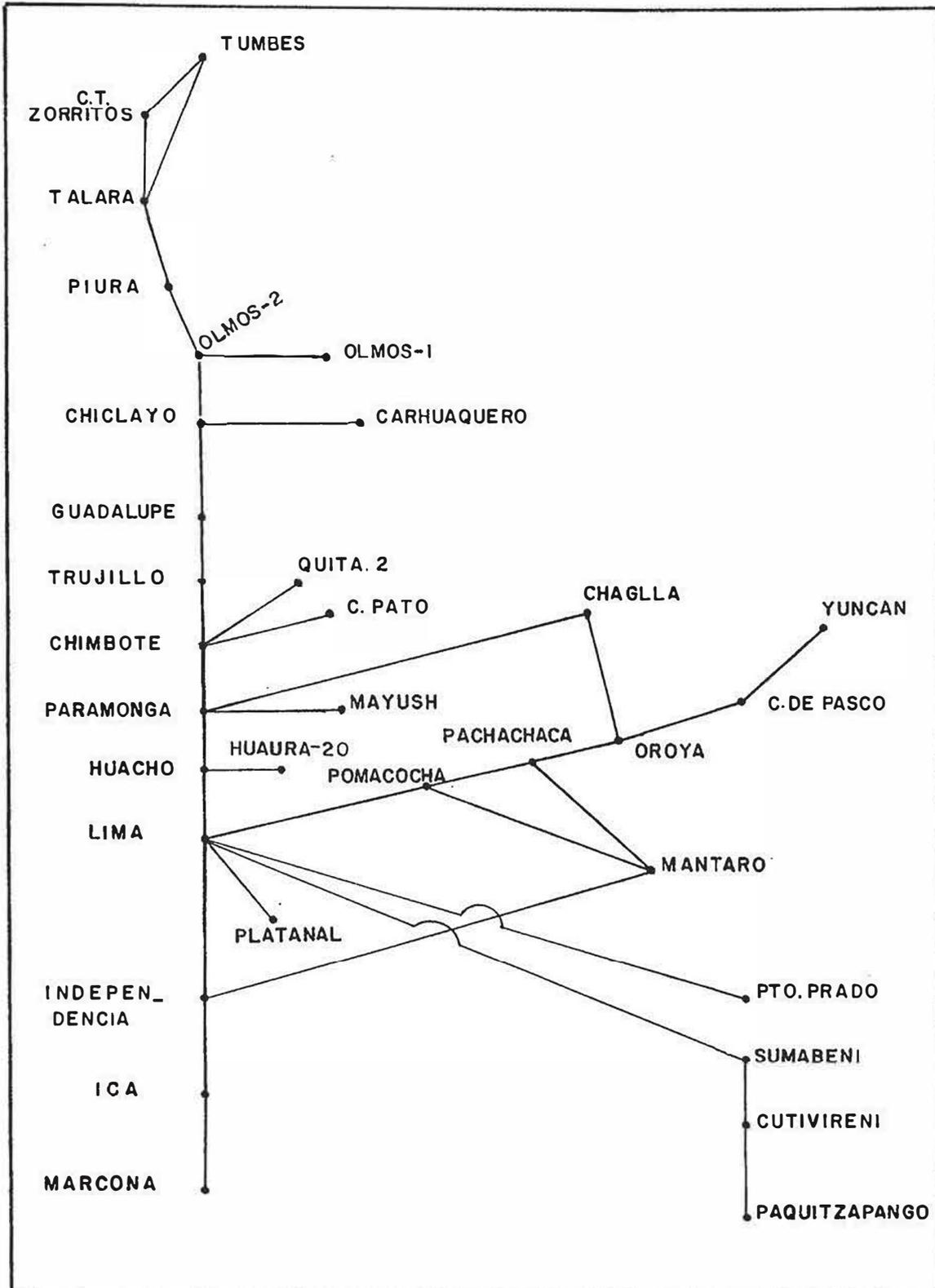
Se establece un cronograma preliminar de incorporación de Sistemas Eléctricos o Centros de Carga, que podrá sufrir variaciones de acuerdo a las alternativas a formular y al resultado a obtener del presente estudio. El cronograma preliminar es:

Año	Centros de Carga que se integran al Sistema Eléctrico Centro-Norte
1985	Sistema Actual descrito en 1.3
1986	Chiclayo y Huancavelica
1988	Pacasmayo
1988	Piura
1989	Talara
1993	Cajamarca
1997	Tumbes
1999	Bayovar y Pucallpa

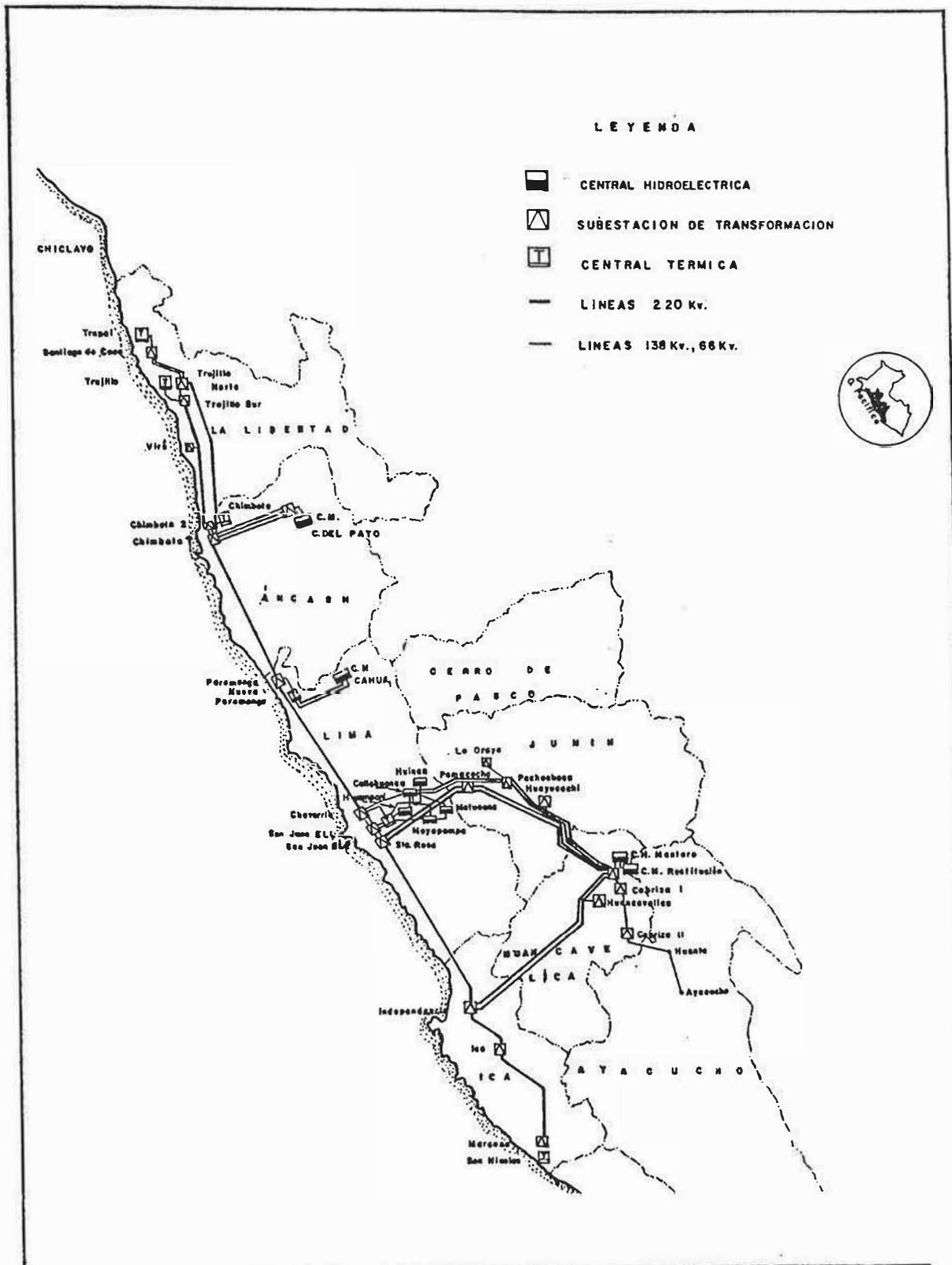
En el cuadro # 3.18 se muestra información referente a las curvas de duración.

La demanda de potencia máxima y la demanda de energía para el análisis del desarrollo de los Sistemas Aislados en forma independiente, se muestran en el cuadro # 3.19 y 3.20 para los sistemas eléctricos de Tumbes, Talara, Piura - Sullana, Paita, Chulucanas, Chiclayo, Chachapoyas, Cajamarca, Pucallpa, Huánuco, Tingo María,

Aucayacu, Tarma Chanchamayo, Oxapampa- Villarrica, Ayacucho y Nazca.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	FIG. N° 3-1 RED ESQUELETO DE TRAYECTORIAS DE TRANSMISION		FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
	CARLOS CERVANTES CASTRO	PROM. 7B-1	



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	FIG. Nº 3.2 SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE EXISTENTE		FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
	CARLOS CERVANTES CASTRO	PROM. 78-1	

CUADRO # 3.1

CARACTERISTICAS TECNICAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EXISTENTES

SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

Nº	NOMBRE	POTENCIA INSTALADA MW	POTENC. 1er. TRIM. MW	POTENC. 2º TRIM. MW	POTENC. 3er. TRIM. MW	POTENC. 4º TRIM. MW	ENERGIA 1º TRIM. GWH	ENERGIA 2º TRIM. GWH	ENERGIA 3er. TRIM. GWH	ENERGIA 4º TRIM. GWH	OYM MIO\$/AÑO	VIDA RESTANTE AÑOS
1	Mantaro	798	516	580	580	580	1091	1181	1174	1140	8.73	45
			516	580	580	578	1091	1187	1144	1017		
2	Resti- tución	217	181	203	203	203	383	414	411	400	3.13	50
			181	203	203	203	383	412	401	358		
3	Malpaso	54	47	47	47	47	60	42	31	25	0.4	15
			47	47	47	47	30	25	33	27		
4	Yaupi	108	108	107	91	108	226	217	198	233	1.7	25
			108	107	85	108	226	213	177	227		
5	La Oroya	9	7	7	7	7	14	12	14	14	0.2	10
			7	6	6	7	12	11	13	13		

Continúa....

..continuación

Nº	NOMBRE	POTENCIA INSTALADA MW	POTENC. 1er. TRIM. MW	POTENC. 2º TRIM. MW	POTENC. 3er. TRIM. MW	POTENC. 4º TRIM. MW	ENERGIA 1º TRIM. GWH	ENERGIA 2º TRIM. GWH	ENERGIA 3er. TRIM. GWH	ENERGIA 4º TRIM GWH	OYM MIOS \$/AÑO	VIDA RESTANTE AÑOS
6	Pachachaca	12	6	5	6	6	10	10	13	10	0.2	10
			6	3	5	6	13	6	9	9		
7	Huinco	258	251	251	251	251	334	210	228	207	2.0	35
			251	251	251	251	235	157	200	169		
8	Callahuanca	68	63	63	55	62	127	122	107	118	1.0	20
			63	60	47	53	116	106	86	99		
9	Moyopampa	63	63	63	62	63	130	129	122	128	1.2	20
			63	63	53	60	124	120	102	111		
10	Matucana	120	120	120	116	120	201	180	117	158	1.45	40
			120	120	102	120	192	159	99	119		
11	Huampaní	30	25	25	23	24	51	50	48	49	0.5	25
			24	25	19	21	49	46	39	43		

Continúa....

..Continuación

Nº	NOMBRE	POTENCIA INSTALADA MW .	POTENC. 1er. TRIM. MW	POTENC. 2º TRIM. MW .	POTENC. 3er. TRIM. MW	POTENC. 4º TRIM. MW	ENERGIA 1er. TRIM. GWH	ENERGIA 2º TRIM. GWH	ENERGIA 3er. TRIM. GWH	ENERGIA 4º TRIM. GWH	OYM MIO \$/AÑO	VIDA RESTANTE AÑOS
12	Cañón del Pato	150	100	135	121	150	206	252	244	300	0.7	30
			100	125	120	150	206	232	213	303		
13	Cahua	40	40	40	35	40	84	77	60	81	0.7	30
			40	40	30	40	83	70	50	78		

CUADRO # 3.2

CARACTERISTICAS TECNICAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EN PROYECTO SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

Nº	NOMBRE	POTENCIA INSTALADA MW	POTENC. 1er. TRIM. MW	POTENC. 2º TRIM. MW	POTENC. 3er. TRIM. MW	POTENC. 4º TRIM. MW	ENERGIA 1er. TRIM. GWH	ENERGIA 2º TRIM. GWH	ENERGIA 3er. TRIM. GWH	ENERGIA 4º TRIM. GWH	OYM MIO \$/AÑO	AÑO ENTRADA MINIMO
1	Carhuaquero	78	78	78	78	78	155	158	94	150	1.2	1988
			78	78	78	78	98	133	35	125		
2	Ampliación Carhuaquero	47	47	47	47	47	77	66	77	24	0.45	1995
			47	47	-	-	85	35	-	-		
3	Derivación y Pondaje Quitaracsa	-	50	15	29	-	100	61	45	20	-	1991
			50	25	30	-	100	81	76	17		
4	Amp. Cañón del Pato.	60	60	60	45	60	61	30	12	88	-	1991
			60	60	45	60	61	30	12	88		
5	Mayush	100	100	100	86	100	207	182	126	180	1.45	1992
			100	100	86	100	207	155	100	205		

Continúa...

..Continuación

No	NOMBRE	POTENCIA INSTALADA MW	POTENC. 1er. TRIM. MW	POTENC. 2º TRIM. MW	POTENC. 3er. TRIM. MW	POTENC. 4º TRIM. GWH	ENERGIA 1er. TRIM. GWH	ENERGIA 2º TRIM. GWH	ENERGIA 3er. TRIM GWH	ENERGIA 4º TRIM GWH	OYM MIO \$/AÑO	AÑO ENTRADA MINIMO
6	Quitaracsa	180	180	180	180	180	317	214	114	189	1.70	1996
			180	180	180	180	211	138	117	152		
7	Huaura	180	186	186	186	186	383	316	195	256	2.32	1996
			186	186	186	186	316	283	174	186		
8	Yuncan	126	126	126	126	126	261	211	174	236	1.8	1992
			126	126	126	126	261	189	163	236		
9	Reservorio Yuracmayo	-	-	-	4	-	-	-	-	-	0.1	1989
			-	-	18	-	-	14	42	32		
10	Lago Junín	-	86	-	-	-	183	81	98	132	0.26	1991
			86	-	-	2	183	79	115	145		
11	Jicamarca	67	48	48	48	48	66	67	68	68	0.64	1991
			48	48	48	48	66	67	67	67		

Continúa...

..Continuación

Nº	NOMBRE	POTENCIA INSTALADA MW	POTENCIA 1er. TRIM. MW	POTENC. 2º TRIM. MW	POTENC. 3er. TRIM MW	POTENC. 4º TRIM. MW	ENERGIA 1er. TRIM GWH	ENERGIA 2º TRIM. GWH	ENERGIA 3er. TRIM GWH	ENERGIA 4º TRIM. GWH	OYM MIO \$/AÑO	AÑO ENTRADA MINIMO
12	Cañete	124	124.0 124.0	117.8 103.4	117.8 103.4	117.8 103.4	262.3 262.3	228.5 142.7	165.2 134.1	165.2 134.1	1.67	1994
13	Yauyos	182	182.0 182.0	182.0 182.0	182.0 182.0	182.0 182.0	377.1 377.1	171.8 205.6	230.7 190.2	230.6 190.2	1.82	1996
14	Puerto Prado Etapa	443.2	443.2 443.2	443.2 443.2	443.2 443.2	443.2 443.2	936.9 936.9	947.4 947.4	957.8 957.8	957.8 957.8	6.7	2002
15	Puerto Prado Etapa	590.7	590.7 590.7	590.7 590.7	590.7 590.7	590.7 590.7	1249.4 1249.4	1263.4 882.2	698.3 392.5	1277.5 1219.5	7.1	2002
16	Puerto Prado 3ra. Etapa	590.7	590.7 590.7	590.7 590.7	590.7 590.7	590.7 590.7	1250.4 1250.4	710.1 502.0	201.0 257.1	784.8 360.2	2.2	2002
17	Sumabeni 13 Etapa	606.9	606.9 606.9	606.9 606.9	606.9 606.9	606.9 606.9	1283.2 1283.2	1257.2 1047.2	913.5 518.8	1269.2 941.7	8.0	2002

Continuación

Nº	NOMBRE	POTENCIA INSTALADA MW	POTENC. 1er. TRIM. MW	POTENC. 2º TRIM MW.	POTENC. 3er. TRIM. MW	POTENC. 4º TRIM. MW	ENERGIA 1er. TRIM. GWH	ENERGIA 2º TRIM GWH	ENERGIA 3er. TRIM. GWH	ENERGIA 4to. TRIM GWH	OYM MIO \$/AÑO	AÑO DE ENTRADA MINIMO
18	Sumabeni 25 Etapa	485.5	485.5 485.5	485.5 485.5	485.5 485.5	485.5 485.5	1027.1 1021.1	457.8 342.2	345.0 345.0	413.7 345.0	2.0	2002
19	Cutivireni 1ra. Etapa	462.0	462.0 462.0	462.0 462.0	462.0 462.0	462.0 462.0	976.5 976.5	987.3 870.8	630.8 592.0	998.2 914.3	6.4	2002
20	Cutevereni 2da. Etapa	462.0	462.0 462.0	462.0 462.0	462.0 462.0	462.0 462.0	976.9 976.9	476.4 325.4	200.0 200.0	448.5 200.0	2.1	2002
21	Paquitzapango 1ra. Etapa	535.6	535.6 535.6	535.6 535.6	535.6 535.6	535.6 535.6	1133.1 1133.1	1145.7 1145.7	1158.3 1158.3	1158.3 1158.3	8.3	2002
22	Paquitzapango 2da. Etapa	535.6	535.6 535.6	535.6 535.6	535.6 535.6	535.6 535.6	1133.1 1133.1	1089.0 768.4	875.4 589.3	1124.6 967.9	5.7	2002
23	Paquitzapango 3a. Etapa	535.6	535.6 535.6	535.6 535.6	535.6 535.6	535.6 535.6	1133.5 1133.5	531.3 377.6	- -	611.5 20.3	2.5	2002

Continúa...

..Continuación

Nº	NOMBRE	POTENCIA INSTALADA MW	POTENC. 1er. TRIM. MW	POTENC. 2º TRIM. MW	POTENC. 3er. TRIM. MW	POTENC. 4to. TRIM MW	ENERGIA 1er. TRIM. GWH	ENERGIA 2º TRIM. GWH	ENERGIA 3er. TRIM. GWH	ENERGIA 4to. TRIM. GWH	OYM MIO \$/AÑO	AÑO DE ENTRADA MINIMO
24	Paquitzapango 4a. Etapa	535.6	535.6	535.6	535.6	535.6	1133.4	377.6	-	97.2	1.5	2002
			535.6	535.6	535.6	535.6	866.0	145.9	-	-		
25	Puerto Prado 40 1era. Etapa	496.2	496.2	496.2	496.2	496.2	1048.6	973.4	631.6	985.6	6.4	2002
			496.2	496.2	496.2	496.2	1048.6	818.4	481.2	1017.2		
26	Puerto Prado 40 2da. Etapa	396.9	396.9	396.9	396.9	396.9	812.2	257.9	-	93.7	2.6	2002
			396.9	396.9	396.9	396.9	776.2	250.6	-	97.7		
27	Embalse Recreta		-	-	15.0	-	-	41.3	109.8	7.0	-	1992
			-	-	15.0	-	30.4	12.0	21.4	5.7		
28	Olmos 1.1	200	200.0	200.0	200.0	200.0	189.9	199.4	146.2	134.6	1.4	1997
			200.0	200.0	200.0	200.0	126.8	133.2	96.5	89.0		
29	Olmos 1.2	100	100.0	100.0	100.0	100.0	125.7	132.0	96.9	91.5	0.8	2000
			100.0	100.0	100.0	100.0	83.9	88.4	63.8	157.4		

..Continuación

Nº	NOMBRE	POTENC. INSTALADA MW	POTENC. 1er. TRIM MW	POTENC. 2º TRIM MW	POTENC. 3er. TRIM MW	POTENC. 4to. TRIM. MW	ENERGIA 1er. TRIM. GWH	ENERGIA 2º TRIM GWH	ENERGIA 3er. TRIM. GWH	ENERGIA 4º TRIM. GWH	OYM MIO \$/AÑO	AÑO DE ENTRADA MINIMO
30	Olmos 2.1	216	216.0 216.0	216.0 216.0	216 216	216 216	205.8 137.4	216.0 144.3	158.5 104.5	145.9 96.4	1.6	1997
31	Olmo 2.2	108	108.0 108.0	108.0 108.0	108 108	108 108	135.0 90.2	141.9 95.0	104.0 68.6	98.3 73.6	0.8	2000
32	Fortaleza	230.0	230.0 230.0	230.0 230.0	230 230	230 230	110.4 110.4	111.7 111.7	112.9 112.9	112.9 112.9	1.0	1996
33	Salto 4	61.2	61.2 61.2	61.2 61.2	54.4 47.5	61.2 61.2	126.8 126.8	118.0 108.8	99.6 84.3	119.3 118.2	1.03	1994
34	Chaglla	324.2	324.2 324.2	324.2 324.2	324.2 324.2	324.2 324.2	685.7 685.7	585.7 562.6	321.5 271.2	641.7 432.5	4.30	1998

CUADRO # 3.3.

COSTOS DE CENTRALES HIDROELECTRICAS EN PROYECTO SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

Nº	NOMBRE PROYECTO	TIPO MONEDA	INVERSION Mto. \$									COSTO TOTAL
			AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	
1	Carhuaquero *	Nac.	12.0	10.0								22.0
		Ext.	47.0	35.0								82.0
2	Ampliación Carhuaquero	Nac.	11.8	26.8	32.9	15.9						87.4
		Ext.	6.4	14.4	17.7	8.6						47.1
3	Derivación y Pondaje Quitaracsa	Nac.	3.7	5.5	7.4							16.6
		Ext.	0.2	1.0	1.5							2.7
4	Ampliación Cañón del Pat	Nac.	2.0	3.9								5.9
		Ext.	4.6	11.1								15.7
5	Mayush	Nac.	9.8	19.5	27.0	34.6	17.3					108.2
		Ext.	7.3	14.7	20.5	26.2	13.1					81.8

Continúa....

Continuación...

Nº	NOMBRE PROYECTO	TIPO MONEDA	INVERSION MIO \$									COSTO TOTAL
			AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	
6	Quitaracsa 2	Nac.	7.0	25.7	43.3	29.3	11.7					117.0
		Ext.	2.9	10.4	17.6	11.9	4.7					47.5
7	Huaura 20	Nac.	6.3	14.8	45.8	78.3	51.9	14.6				211.7
		Ext.	4.2	9.9	30.5	52.2	34.5	9.7				141.0
8	Yuncan	Nac.	14.2	18.9	18.4	19.1	9.1					79.7
		Ext.	15.7	23.7	49.6	50.0	11.5					150.5
9	Yuracmayo	Nac.	8.8	9.8	4.2							22.8
		Ext.	3.2	4.2	2.2							9.6

* Central Hidroeléctrica en construcción.

Nº	NOMBRE PROYECTO	TIPO MONEDA	INVERSIONES M10. \$									COSTO TOTAL MIO \$.
			AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	
10	Lago Junín	Nac.	6.5	10.0	8.0							24.5
		Ext.	0.7	1.0	1.6							3.3
11	Jicamarca	Nac.	9.5	21.4	28.8	8.3						68.0
		Ext.	1.4	5.4	14.8	9.5						31.1
12	Cañete	Nac.	7.0	36.6	68.4	28.7						140.7
		Ext.	4.6	24.4	45.6	19.1						93.7
13	Yauyos	Nac.	13.4	48.4	83.0	55.2	24.2					224.2
		Ext.	8.9	32.3	55.3	36.7	16.2					149.4
14	Puerto Prado 90 1ra. Etapa	Nac.	13.9	22.9	55.7	117.9	178.5	165.4	150.7	81.1	32.8	818.9
		Ext.	9.2	15.3	37.1	78.6	119.0	110.3	100.4	54.3	21.8	546.0
15	Puerto Prado 90 2da. Etapa	Nac.	124.8									124.8
		Ext.	39.4									39.4
16	Puerto Prado 90 3ra. Etapa	Nac.	124.8									124.8
		Ext.	39.4									39.4
17	Sumabeni Etapa	Nac.	14.0	22.7	56.0	118.6	179.6	166.4	151.6	81.5	32.9	823.3
		Ext.	9.3	15.4	37.3	79.1	119.7	110.9	101.0	54.3	21.9	548.9

Nº	NOMBRE PROYECTO	TIPO MONEDA	INVERSIONES MIO \$									COSTO TOTAL MIO \$.
			AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	
18	Sumabeni 2da. Etapa	Nac.	38.2									38.2
		Ext.	108.5									108.5
19	Cutivireni 1ra. Etapa	Nac.	11.8	19.5	47.4	100.4	152.0	140.9	128.3	69.0	27.9	697.2
		Ext.	7.9	13.0	31.6	67.0	101.4	93.9	85.6	46.0	18.6	465.0
20	Cutivireni 2da. Etapa	Nac.	41.4									41.4
		Ext.	117.9									117.9
21	Paquitzapango 1era. Etapa	Nac.	21.7	35.8	87.0	184.2	278.9	258.4	235.4	126.6	51.2	1279.2
		Ext.	14.5	23.9	58.0	122.8	185.9	171.9	156.9	84.4	34.0	852.3
22	Paquitzapango 2da. Etapa	Nac.	38.5									38.5
		Ext.	109.6									109.6
23	Paquitzapango 3ra. Etapa	Nac.	38.5									38.5
		Ext.	109.6									109.6
24	Paquitzapango 4ta. Etapa	Nac.	38.5									38.5
		Ext.	109.6									109.6
25	Puerto Prado 40 1ra. Etapa	Nac.	11.0	18.1	44.0	93.3	141.2	130.9	119.2	64.1	25.9	647.7
		Ext.	7.3	12.1	29.4	62.1	94.1	87.2	79.4	42.8	17.3	431.7
26	Puerto Prado 40 2da. Etapa	Nac.	40.4									40.4
		Ext.	127.9									127.9

Continúa...

..Continuación

Nº	NOMBRE PROYECTO	TIPO MONEDA	INVERSIONES MIO \$									COSTO TOTAL MIO \$.
			AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	
27	Embalse Recreta	Nac.	14.8	17.5	22.6	14.6						69.5
		Ext.	9.1	10.7	12.2	7.2						39.2
28	Olmos 1.1	Nac.	5.9	21.6	36.3	23.6	10.8					108.0
		Ext.	7.2	26.4	44.4	28.8	13.2					120.0
29	Olmos 1.2	Nac.	1.5									1.5
		Ext.	13.7									13.7
30	Olmos 2.1	Nac.	8.2	30.2	50.8	33.0	15.1					137.3
		Ext.	10.0	36.9	62.1	40.3	18.5					167.8
31	Olmos 2.2	Nac.	2.0									2.0
		Ext.	18.5									18.5
32	Fortaleza	Nac.	9.5	34.4	59.0	39.2	17.2					159.3
		Ext.	6.4	22.9	39.3	26.1	11.5					106.2
33	Salto 4	Nac.	4.8	17.4	29.8	19.8	8.7					80.5
		Ext.	3.2	11.6	19.8	13.2	5.8					53.6

CUADRO # 3.4

CENTRALES HIDROELECTRICAS EXISTENTES SISTEMAS
ELECTRICOS AISLADOS

Nº	NOMBRE	POTENC. INSTALAD. (MW)	POTENC. GARANT. (MW)	ENERGIA ANUAL (GWH)	AÑO DE RETIRO
1	Chicche Cajamarca	0.57	0.20	2.9	2008
2	Colpa Huánuco	0.34	0.15	1.5	1991
3	Chanchamayo	0.55	0.30	3.5	2017
4	Quicapata Ayacucho	1.04	0.25	2.0	2015

CUADRO # 3.5

CENTRALES HIDROELECTRICAS EN PROYECTO SISTEMAS
ELECTRICOS AISLADOS

Nº	NOMBRE	POTENC. INSTALAD. (MW)	POTENC. GARANTIZ. (MW)	ENERGIA ANUAL (GWH)	AÑO DE ENTRADA MÍNIMO
1	Caclic	4.4	4.4	37.0	1989
2	Puclush Cajamarca	20.0	20.0	85.0	1992
3	Gallito Ciego Cajamarca	26.0	6.0	136.0	1991

CUADRO # 3.6

COSTOS DE CENTRALES HIDROELECTRICAS EN PROYECTO
SISTEMAS ELECTRICOS AISLADOS

Nº	NOMBRE	AÑO 1 MIO \$	AÑO 2 MIO \$	AÑO 3 MIO \$	TOTAL MIO \$
1	Caclic Chachapoyas	3.1	3.1		6.2
2	Puclush Cajamarca	4.0	10.3	8.0	22.3
3	Gallito Ciego Cajamarca	4.0	11.5	7.0	22.5

CUADRO # 3.7

DATOS TECNICOS DE CENTRALES TERMICAS EXISTENTES UTILIZADOS POR EL MODELO WASP VERSION III

SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

Nº	NOMBRE	Nº Unid	Pot. Max. (MW)	Pot. Min. (MW)	CONS. ESPEC. CALOR (Kcal/Kwh)		COSTO COMBUST. (C/10 ⁶ Kcal) \$		TIPO COMB.	CAPACID. SALIDA ROTANTE (%)	PROB. SALIDA FORZOSA (%)	MANTEN. PROGRAM (días/A)	COSTOS O y M	
					MINIMO	INCREM.	NACIONAL	EXTRANJ					FIJO US\$/Kw-m	VARIABLE US\$/Mwh
1	Trujillo Chimbote	4	20.0	3.0	10464	2144		2597	DIE	30	6	25	0.14	7.0
2	Santa Rosa Antigua	2	21.0	5.0	10450	2350		2597	DIE	30	7	25	0.13	7.0
3	Santa Rosa Nueva	2	55.0	30.0	3528	2050		2597	DIE	30	7	25	0.13	7.0
4	Trupal	1	15.0	2.0	5105	2990	1649		RES	10	1	30	0.37	1.2
5	Paramonga	3	6.0	2.0	5419	3037	1649		RES	10	1	30	0.37	1.2
6	Marcona	3	22.0	5.0	4222	2854	1649		RES	10	1	28	0.37	1.2

CUADRO # 3.8

DATOS TECNICOS DE CENTRALES TERMICAS EN PROYECTO UTILIZADOS POR EL MODELO WASP VERSION III
SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

Nº	NOMBRE	Pot. Max. Mw	Pot. Min. Mw	CONS.ESPEC.CALOR (Kcal/Kwh)		COSTO COMBUSTIB. (C/10 ⁶ Kcal)		TIPO COMB.	CAPACID. SALIDA ROTANTE (%)	PROBABL. SALIDA FORZOSA (%)	MANTEN. PROGRAM (días/A)	COSTOS O M	
				MINIMO	INCREM.	NACIONAL	EXTRANJ.					FIJO US\$/Kw-m	VARIABLE US\$/Mwh
1	Zorritos 1	100	50	2440	1610	1129		GAS	20	3.8	34	0.42	2.7
2	Zorritos 2	33	16	4158	2115	1129		GAS	30	6.3	27	0.138	2.7
3	Alto Chicama	150	90	2740	2002	907		CAR	5	5.5	36	0.82	0.82
4	Carbón	50	20	3334	2837		941	CAR	5	1.8	30	1.062	1.59
5	Capor 1	150	90	2785	2250	1649		RES	5	6.0	30	0.39	1.03
6	Vapor 2	100	50	3210	2606	1649		RES	5	4.0	30	0.48	1.09
7	Vapor 3	50	20	3368	2757	1649		RES	5	2.0	30	0.79	1.19
8	Vapor Punta	100	50	3240	2732	1649		RES	10	3.2	28	0.44	1.52

Continúa....

..Continuación

Nº	NOMBRE	Pot. Max (MW)	Pot. Min. (MW)	CONS.ESPEC.CALOR (Kcal/Kwh)		COSTO COMBUST. (C/10 ⁶ Kcal)		TIPO COMB.	CAPACID. SALIDA ROTANTE (%)	PROBAB. SALIDA FORZOS. (%)	MANTEN. PROGRAM (día/A)	COSTOS O Y M	
				MINIMO	INCREM.	NACIONAL	EXTRANJ.					FIJO US\$/Kw-m	VARIABLE US\$/Mwh
9	Ciclo Combinado 1	150	75	3077	1586		2597	DIE	20	6.0	35	0.25	3.23
10	Ciclo Combinado 2	100	50	3322	1610		2597	DIE	20	5.0	32	0.29	3.25
11	Gas 1	100	50	3772	2010		2597	DIE	30	8.0	32	0.28	7.0
12	GAS 2	50	25	4016	2100		2597	DIE	30	7.0	30	0.56	7.0
13	GAS 3	25	12	4238	2143		2597	DIE	30	6.0	25	1.00	7.0
14	Nuclear 1	400	267	2707	2349		234.0	URA	5	9.0	37	2.13	2.0
15	Nuclear 2	600	400	2700	2360		231.7	URA	5	12.0	42	1.51	2.0

CUADRO # 3.9

COSTOS DE INVERSION DE ALTERNATIVAS

TERMICAS SISTEMA ELECTRICO

CENTRO-NORTE

Nº	NOMBRE	POTENC. INSTALAD.	COSTO ESPECIF. DE INVERS. (U.S.\$/Kw)			VIDA UTIL (AÑOS)	TIEMPO DE CONSTR. (AÑOS)
			M.N.	M.E.	TOTAL		
1	Zorritos 1	100	115	539	654	20	3
2	Zorritos 2	33	72	349	421	20	1
3	Alto Chicama	150	227	1045	1272	25	3.5
4	Carbón	50	304	1444	1748	25	3.5
5	Vapor 1	150	123	667	790	25	3.3
6	Vapor 2	100	158	779	937	25	3.3
7	Vapor 3	50	250	1048	1298	25	3
8	Vapor Punta	100	90	511	601	20	3.2
9	Ciclo Combinado 1	150	121	510	631	20	3
10	Ciclo Combinado 2	100	146	621	768	20	3
11	Gas 1	100	30	288	318	15	1
12	Gas 2	50	35	320	355	15	1
13	Gas 3	25	40	359	399	15	1
14	Nuclear 1	400	231	2082	2313	25	7
15	Nuclear 2	600	200	1800	2000	25	7

CUADRO # 3.10

DATOS TECNICOS DE CENTRALES TERMICAS EXISTENTES UTILIZADOS POR EL MODELO WASP VERSION III
*SISTEMAS ELECTRICOS AISLADOS

Nº	NOMBRE	Nº Unid.	Pot. Max. (MW)	Pot. Min. (MW)	CONS.ESPEC.CALOR (Kcal/Kwh)		COSTO COMBUSTIB. (\$/10 ⁶ Kcal)		TIPO COMB.	CAPACID. SALIDA ROTANTE (%)	PROBABL. SALIDA FORZOSA (%)	MANTEN. PROGRAM (días/A)	COSTOS O Y M	
					MINIMO	INCREM.	NACIONAL	EXTRANJ.					FIJO US\$/Kw-m	VARIABLE US\$/Mwh
1	Malacas	3	16.0	3.0	9472	2343	1185		GAS	30	1	35	0.23	7.0
2	Pacasmayo	3	7.0	3.0	2572	2036	1748		DIE	15	5	15	0.65	4.7
3	Chiclayo 1	4	2.2	1.1	2640	2250		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
4	Chiclayo 2	1	4.2	1.6	2435	2115		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
5	Chiclayo 2	2	4.0	1.6	2450	2135	1748		DIE	15	5	15	0.65	5.0
6	Chiclayo 4	2	5.0	2.0	2262	2037	1748		DIE	15	5	15	0.65	5.0
7	Piura 1	2	2.2	1.1	2640	2250		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
8	Piura 2	1	3.7	1.4	2728	2215		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
9	Piura 3	4	5.2	2.0	2440	2120	1748		DIE	15	5	15	0.65	5.0
10	Sullana	2	2.2	1.1	2640	2250		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0

Continúa....

..Continuación

Nº	NOMBRE	Nº Unid.	Pot. Max (MW)	Pot. Min. (MW)	CONS. ESPEC. CALOR (Kcal/Kwh)		COSTO COMBUST. (¢/10 ⁶ Kcal)		TIPO COMB.	CAPACID. SALIDA ROTANTE (%)	PROBAB. SALIDA FORZOS. (%)	MANTEN. PROGRAM (días/A)	COSTOS O Y M	
					MINIMO	INCREM.	NACIONAL	EXTRANJ.					FIJO US\$/Kw-m	VARIABLE US\$/Mwh
11	Paita 1	3	1.1	0.8	2480	2403		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
12	Paita 2	3	2.6	1.3	2550	2070		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
13	Tumbes 1	6	1.1	0.8	2480	2403		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
14	Tumbes 2	1	2.5	1.3	2570	2080		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
15	Talara	2	0.96	0.6	2480	2403		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
16	Verdun 1	5	0.5	0.2	2420	2508	1185		GAS	20	5	15	0.23	7.0
17	Verdun 2	2	1.8	0.9	2490	2310		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
18	Piura 0-1	3	1.1	0.8	2480	2403		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
19	Piura 0-2	2	2.2	1.1	2640	2250		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
20	Chulucanas1	1	0.12	0.06	2360	2620		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
21	Chulucanas2	2	0.24	0.12	2380	2600		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0

Continúa...

..Continuación

Nº	NOMBRE	Nº Unid.	Pot. Max (MW)	Pot. Min. (MW)	CONS.ESPEC.CALOR (Kcal/Kwh)		COSTO COMBUST. (¢/10 ⁶ Kcal)		TIPO COMB.	CAPACID. SALIDA ROTANTE (%)	PROBAB. SALIDA FORZOS. (%)	MANTEN. PROGRAM (día/A)	COSTOS O Y M	
					MINIMO	INCREM.	NACIONAL	EXTRANJ.					FIJO US\$/Kw-m	VARIABLE US\$/Mwh
22	Chulucanas 3	3	0.50	0.2	2420	2508		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
23	Chachapo 1	2	0.30	0.15	2400	2580		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
24	Chachapo 2	1	0.6	0.3	2430	2528		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
25	Cajamarca 1	2	0.25	0.12	2380	2600		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
26	Cajamarca 2	6	0.8	0.5	2460	2450		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
27	Pucallpa 1	2	1.9	0.8	2490	2310		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
28	Pucallpa 2	2	1.1	0.8	2380	2403		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
29	Pucallpa 3	2	9.5	3.0	5200	2940	1649		RES	10	1	30	0.37	1.2
30	Huánuco 1	5	0.85	0.5	2460	2450		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
31	Huánuco 2	2	0.400	0.20	2420	2508		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
32	T. María 1	4	0.28	0.14	2400	2580		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0

- 138 -

Continúa....

..Continuación

Nº	NOMBRE	Nº Unid.	Pot. Max (MW)	Pot. Min. (MW)	CONS.ESPEC.CALOR (Kcal/Kwh)		COSTO COMBUST. (¢/10 ⁶ kcal)		TIPO COMB.	CAPACID. SALIDA ROTANTE (%)	PROBAB. SALIDA FORZOS. (%)	MANTEN. PROGRAM (día/A)	COSTOS O Y M	
					MINIMO	INCREM.	NACIONAL	EXTRANJ.					FIJO US\$/Kw-m	VARIABLE US\$/Mwh
22	Chulucanas 3	3	0.50	0.2	2420	2508		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
23	Chachapo 1	2	0.30	0.15	2400	2580		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
24	Chachapo 2	1	0.6	0.3	2430	2528		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
25	Cajamarca 1	2	0.25	0.12	2380	2600		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
26	Cajamarca 2	6	0.8	0.5	2460	2450		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
27	Pucallpa 1	2	1.9	0.8	2490	2310		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
28	Pucallpa 2	2	1.1	0.8	2380	2403		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
29	Pucallpa 3	2	9.5	3.0	5200	2940	1649		RES	10	1	30	0.37	1.2
30	Huánuco 1	5	0.85	0.5	2460	2450		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
31	Huánuco 2	2	0.400	0.20	2420	2508		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
32	T. María 1	4	0.28	0.14	2400	2580		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0

Continúa....

..Continuación

Nº	NOMBRE	Nº Unid.	Pot. Max (MW)	Pot. Min. (MW)	CONS.ESPEC.CALOR (Kcal/Kwh)		COSTO COMBUST. (¢/10 ⁶ kcal)		TIPO COMB.	CAPACID. SALIDA ROTANTE (%)	PROBAB. SALIDA FORZOS. (%)	MANTEN. PROGRAM (día/A)	COSTOS O Y M	
					MINIMO	INCREM.	NACIONAL	EXTRANJ					FIJO US\$/Kw-m	VARIABLE US\$/Mwh
33	T.María 2	2	0.9	0.6	2480	2403		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
34	Aucayacu 1	1	0.22	0.1	2380	2600		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
35	Aucayacu 2	1	0.6	0.3	2430	2528		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
36	Tarma 1	1	0.26	0.13	2380	2600		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
37	Tarma 2	3	0.75	0.4	2460	2450		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
38	Chancha 1	3	0.4	0.2	2420	2508		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
39	Chancha 2	2	0.6	0.3	2430	2528		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
40	Chancha 3	1	1.00	0.6	2480	2403		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
41	Villarrica	1	0.30	0.15	2400	2580		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
42	Ayacucho 1	3	0.85	0.5	2460	2450		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
43	Ayacucho 2	2	0.70	0.3	2460	2450		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
44	Nazca	4	0.47	0.2	2420	2508		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
45	Tumbes 3	1	0.8	0.5	2460	2450		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0

CUADRO # 3.11

DATOS TECNICOS DE CENTRALES TERMICAS EN PROYECTO UTILIZADOS POR EL MODELO WASP VERSION III
SISTEMAS ELECTRIOS AISLADOS

Nº	NOMBRE	TIPO	Pot. Max (MW)	Pot. Min. (MW)	CONS.ESPEC.CALOR (Kcal/Kwh)		COSTO COMBUSTIB. (¢/10 ⁶ Kcal)		TIPO COMB.	CAPACID SALIDA RÓTANTE (%)	PROBABL SALIDA FORZOSA (%)	MANTEN. PROGRAM (días/A)	COSTOS O y M	
					MINIMO	INCREM.	NACIONAL	EXTRANJ.					FIJO US\$/Kw-m	VARIABLE US\$/Mwh
1	Tumbes	GD2.5	2.5	1.3	2570	2080		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
		GD5.0	5.0	2.0	2262	2037		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
		GC5.0	5.0	2.0	3678	2837		907	CAR	5	1.8	30	1.062	1.59
		CC30.0	30.0	16.0	4158	2115	1129		GAS	20	6.3	27	0.138	2.7
2	Talara	GD5.0	5.0	2.0	2262	2037		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
		GD10.0	10.0	3.0	5200	2940		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
		TG20.0	20.0	10.0	4265	2157		2597	DIE	30	6.0	25	1.00	7.0
		CC60.0	60.0	30.0	3608	1635		2597	DIE	20	4.0	30	0.32	3.26

Continúa....

..Continuación

Nº	NOMBRE	TIPO	Pot. Max (MW)	Pot. Min. (MW)	CONS.ESPEC.CALOR (Kcal/Kwh)		COSTO COMBUST. (¢/10 ⁶ Kcal)		TIPO COMB.	CAPACID. SALIDA ROTANTE (%)	PROBAB. SALIDA FORZOS. (%)	MANTEN. PROGRAM (días/A)	COSTOS O Y M	
					MINIMO	INCREM.	NACIONAL	EXTRANJ.					FIJO US\$/Kw-m	VARIABLE US\$/Mwh
3	Paita	GD1.0	1.0	0.6	2480	2403		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
		GD2.5	2.5	1.3	2570	2080		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
4	Chulucana	GD0.5	0.5	0.2	2420	2508		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
		GD1.0	1.0	0.6	2480	2403		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
5	Cajamarca	GD2.5	2.2	1.1	2640	2250		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
		GD5.0	4.4	2.0	2435	2115		2957	DIE	15	5	15	0.65	5.0
		GC3.0	3.0	1.5	3695	2837		901	CAR	5	1.8	30	1.062	1.59
		GC5.0	5.0	2.0	3678	2837		901	CAR	5	1.8	30	1.062	1.59
6	Pucallpa	GD5.0	4.8	2.4	2450	2135		2597	DIE	15	5	15	0.65	7.00
		GD10.0	9.5	3.0	2590	2250		2597	DIE	15	5	15	0.65	6.20
		TG17.5	15.0	7.0	4362	2290		2597	DIE	30	6	15	1.00	7.00
		CC25.0	25.0	8.0	4390	2430		2597	DIE	20	6.3	27	0.138	2.7

Continúa....

..Continuación

Nº	NOMBRE	TIPO.	Pot. Max (MW)	Pot. Min. (MW)	CONS.ESPEC.CALOR (Kcal/Kwh)		COSTO COMBUST. (¢/10 ⁶ Kcal)		TIPO COMB.	CAPACID. SALIDA ROTANTE (%)	PROBAB. SALIDA FORZOS. (%)	MANTEN. PROGRAM (días/A)	COSTOS O Y M	
					MINIMO	INCREM.	NACIONAL	EXTRANJ					FIJO US\$/Kw-m	VARIABLE US\$/Mwh
		KK25.0	25.0	8.0	4450	2480		2597	DIE	20	6.3	27	0.138	2.7
		TV30.0	28.2	5.0	4600	2854	1649		RES	10	1	30	0.37	1.2
7	Aucayacu	GD0.5	0.5	0.2	2420	2508		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
8	Tarma	GD1.0	0.9	0.6	2480	2403		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
		GD2.5	2.2	1.1	2640	2250		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
9	Chanchamayo	GD1.0	0.9	0.6	2480	2403		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
10	OXapampa	GD0.5	0.5	0.2	2420	2508		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
		GD1.0	1.0	0.6	2480	2403		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
11	Chachapoyas	GD0.5	0.5	0.2	2420	2508		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
		GD1.0	0.9	0.6	2480	2403		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0
12	Nazca	GD1.0	1.0	0.6	2480	2403		2597	DIE	15	5	15	0.65	5.0

CUADRO # 3.12

COSTOS DE INVERSION DE ALTERNATIVAS TERMICAS

SISTEMAS ELECTRICOS AISLADOS

Nº	NOMBRE	POTENC. INSTALAD. MW	COSTO ESPECIF. DE INVERSION (U.S.\$/kw)			VIDA UTIL (AÑOS)	TIEMPO DE CONSTR. (AÑOS)
			M.N	M.E.	TOTAL		
1	Tumbes GD2.5	2.5	157	609	766	20	2
	Tumbes GD5.0	5.0	242	911	1153	20	2
	Tumbes CC 30.0	30.0	189	744	933	20	2
2	Talara GD5.0	5.0	239	911	1150	20	2
	Talara GD10.0	10.0	193	735	928	20	3
	Talara TG20.0	20.0	39	372	411	15	1
	Talara CC60.0	60.0	157	668	825	20	3
3	Paita GD1.0	1.0	138	722	860	15	1
	Paita GD2.5	2.5	154	609	763	20	2
4	Chulucanas GDO.5	0.5	147	764	911	15	1
	Chulucanas GD1.0	1.0	139	722	861	15	1
5	Cajamarca GD2.5	2.5	157	609	766	20	2
	Cajamarca GD5.0	5.0	242	911	1153	20	2
	Cajamarca GC3.0	3.0	1076	819	1895	20	2
	Cajamarca GC5.0	5.0	743	604	1347	20	2

//Continuación

Nº	NOMBRE	POTENC. INSTALAD. MW	COSTO ESPECIF. DE INVERSION (U.S.\$/Kw)			VIDA UTIL (AÑOS)	TIEMPO DE CONSTR. (AÑOS)
			M.N.	M.E.	TOTAL		
6	Pucallpa GD5.0	5.0	240	911	1151	20	2
	Pucallpa GD10.0	10.0	291	735	1026	20	3
	Pucallpa TG17.5	17.5	74	342	416	15	2
	Pucallpa CC25.0	25.0	65	247	312	15	2
	Pucallpa KK25.0	25.0	73	294	367	15	2
	Pucallpa TV30.0	30.0	90	810	900	25	3
7	Aucayacu GD0.5	0.5	156	764	920	15	1
8	Tarma GD1.0	1.0	141	722	863	15	1
	Tarma GD2.5	2.5	156	609	765	20	2
9	Chanchamayo GD1.0	1.0	143	722	865	15	1
10	Oxapampa GD0.5	0.5	155	764	919	15	1
	Oxapampa-VR GD1.0	1.0	147	722	869	15	1
11	Chachapoyas GD0.5	0.5	158	764	922	15	1
	Chachapoyas GD1.0	1.0	150	722	872	15	1
12	Nazca GD1.0	1.0	138	722	860	15	1

CUADRO # 3.13

CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS GRUPOS DE CENTRALES TERMICAS
EXISTENTES - SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

CENTRAL	MARCA	POTENC. NOMINAL KW	POTENC. EFECTIVA KW	AÑO PUESTA EN SERVIC.	ESTADO ACTUAL	AÑO DE RETIRO
Trujillo	TG	20500	20000	1972	Bueno	1999
Chimbote	TG	20500	20000	1971	Bueno	1999
	TG	20500	20000	1971	Bueno	1999
	TG	20500	20000	1971	Bueno	1999
Paramonga	TV	1500	1500	1946	Regular	1995
	TV	1500	1500	1946	Regular	1995
	TV	2500	2500	1953	Regular	1995
	TV	6000	6000	1960	Regular	1995
	TV	1400	1400	1963	Bueno	1995
	TV	3500	3500	1963	Bueno	1995
	TV	6000	6000	1966	Bueno	1995
Santa Rosa Antigua	TG	14720	10700	1961	Regular	1991
	TG	14720	10700	1961	Regular	1991
	TG	22800	22200	1962	Regular	1991
Santa Rosa Nueva	TG	56000	54500	1982	Bueno	1999
	TG	56000	54500	1982	Bueno	1999
Marcona	TV	20180	20000	1963	Regular	1996
	TV	20180	20000	1963	Regular	1996
	TV	26860	26800	1972	Bueno	1996
Trupal	TV	15000	15000	1968	Bueno	1998

CUADRO # 3.14

CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS GRUPOS DE CENTRALES TERMICAS
EXISTENTES SISTEMAS ELECTRICOS AISLADOS

CENTRAL	MARCA	POTENC. NOMINAL KW	POTENC. EFECTIVA KW	AÑO PUESTA EN SERVIC.	ESTADO ACTUAL	AÑO DE RETIRO
Tumbes	Skoda	1104	850	1975	Regular	1995
	Skoda	1104	850	1975	Paralizado	1995
	Skoda	1104	900	1975	Regular	1995
	Skoda	1104	900	1975	Reparación	1995
	Skoda	1104	1060	1981	Regular	2001
	Skoda	1104	1060	1981	Bueno	2001
	Caterpillar	800	560	1971	Regular	1987
	General Motors	2500	1800	1978	Bueno	1997
Malacas	MHI	19350	16000	1974	Bueno	1994
	MHI	19350	16000	1974	Bueno	1994
	MHI	19350	16000	1974	Reparación	1994
Talara	Cooper Bessemer	700	-	1946	Fuera Serv.	(1)
	Cooper Bessemer	1200	-	1951	Fuera Serv.	(1)
	Cooper Bessemer	1200	960	1951	Bueno	(1)
	Cooper Bessemer	1200	960	1953	Bueno	(1)
	Cooper Bessemer	1200	960	1954	Bueno	(1)

Continuación....

..Continuación

CENTRAL	MARCA	POTENC. NOMINAL KW	POTENC. EFECTIV. KW	AÑO PUESTA EN SERV.	ESTADO ACTUAL	AÑO DE RETIRO
Verdun	Cooper Bessemer	400	320	1944	Regular	(1)
	Cooper Bessemer	700	560	1944	Regular	(1)
	Cooper Bessemer	700	560	1944	Regular	(1)
	Cooper Bessemer	700	560	1944	Regular	(1)
	Cooper Bessemer	767	600	1944	Regular	(1)
	Cooper Bessemer	2000	1600	1944	Regular	(1)
	Cooper Bessemer	2250	-	1957	Fuera Se.	(1)
	Alco	1500	-	1978	Fuera Se.	1994
	General Motors	2500	2000	1979	Regular	1994
Piura	Mirless	1360	1100	1957	Bueno	1988
	Mirless	1360	1100	1957	Bueno	1988
	Mirless	1360	1100	1960	Paraliza.	1988
	Mirless	2300	2200	1964	Bueno	1988
	Mirless	2300	2200	1965	Bueno	1988
	Mirless	4400	3700	1968	Paraliza.	1988
	EMD	2500	2200	1976	Regular	1991
	GMT	5000	4200	1980	Bueno	2000
	GMT	5000	4200	1980	Bueno	2000
	MAN	8800	6500	1983	Bueno	2003
	SWD	5850	5500	1983	Bueno	2003
	Alco	2500	2200	1979	Desmonta,	1994

Continúa...

(1) La mayoría de estos grupos son antiguos y deberán ser retirados cuando exista - nueva generación.

..Continuación

CENTRAL	MARCA	POTENC. NOMINAL KW	POTENC. EFECTIV. KW	AÑO PUESTA EN SERV	ESTADO ACTUAL	AÑO DE RETIRO
Sullana	Alco	2500	2200	1975	En Montaje	1992
	Alco	2500	2200	1977	En Montaje	1992
Paita	Skoda	1104	1100	1983	Bueno	2003
	Skoda	1104	1100	1983	Bueno	2003
	Skoda	1104	1100	1983	Bueno	2003
	General Motors	2600	2600	1984	Bueno	2003
	General Motors	2600	2600	1984	Bueno	2003
	General Motors	2600	2600	1984	Bueno	2003
Chulucanas	Man	163	120	1961	Regular	1990
	Man	272	240	1971	Regular	1995
	Man	352	300	1975	Regular	2000
	Melley	650	540	1982	Regular	2005
	Waukesha	500	480	1985	Bueno	2005
	Waukesha	500	480	1985	Bueno	2005
Chiclayo Antigua	Paxman	1570	1000	1963	Regular	1987
	Paxman	1570	-	1966	Fuera Ser.	-
	Paxman	1170	700	1974	Reparaci.	1987
	Paxman	1560	-	1974	Fuera Ser.	-
	Paxman	1130	700	1974	Regular	1987
	Paxman	1180	-	1974	Fuera Ser.	-
	Paxman	1490	-	1975	Fuera Ser.	-

Continúa....

..Continuación

CENTRAL	MARCA	POTENC. NOMINAL KW	POTENC. EFECTIV. KW	AÑO PUESTA EN SERV.	ESTADO ACTUAL	AÑO DE RETIRO
	Alco	2500	2200	1975	Regular	1990
	Alco	2500	2200	1975	Regular	1990
	Alco	2500	2200	1977	Regular	1992
	Alco	2500	2200	1978	Bueno	1993
	GMT	5000	4200	1979	Reparación	1999
Chiclayo Nueva	GMT	5000	4000	1980	Regular	2000
	GMT	5000	4000	1980	Regular	2000
	Sulzer	5700	5000	1984	Bueno	2004
	Sulzar	5700	5000	1984	Bueno	2004
Chachapoyas	Skoda	400	300	1976	Regular	1996
	Skoda	400	300	1976	Regular	1996
	Skoda	660	600	1983	Bueno	2003
Cajamarca	Deutz	302	250	1965	Bueno	1986
	Skoda	287	250	1967	Bueno	1990
	Skoda	287	250	1967	Paralizado	1990
	Skoda	1104	800	1972	Bueno	1993
	Skoda	1104	800	1972	Bueno	1993
	Skoda	1104	800	1972	Regular	1993
	Skoda	1104	800	1982	Bueno	2003
	Skoda	1104	800	1982	Bueno	2002
	Skoda	1104	800	1982	Bueno	2002

Continúa....

..Continuación

CENTRAL	MARCA	POTENC. NOMINAL KW	POTENC. EFECTIV. KW	AÑO PUESTA EN SERV.	ESTADO ACTUAL	AÑO DE RETIRO
Pucallpa	General Motors	2500	1900	1979	Bueno	1994
	General Motors	2500	-	1979	Reparaci.	1994
	Alco	2500	1900	1978	Bueno	1994
	Sulzer	1500	1100	1976	Regular	1996
	Sulzer	1500	1100	1976	Regular	1996
	Ruston	750	-	1966	Paraliza.	1986
	Ruston	750	300	1966	Malo	1986
	Caterpillar	600	300	Sin/Dato	Malo	1986
	Caterpillar	800	-	Sin/Dato	Paraliza.	1986
	Skoda	10000	9500	1985	Bueno	2006
Skoda	10000	9500	1985	Bueno	2006	
Huánuco	Skoda	1104	850	1982	Bueno	1995
	Skoda	1104	850	1982	Regular	1995
	Skoda	1104	850	1982	Bueno	1995
	Skoda	1104	850	1976	Bueno	1995
	Skoda	1104	850	1976	Bueno	2002
	Skoda	544	400	1976	Bueno	2002
	Skoda	544	400	1975	Paraliza.	2002
	Sfac	500	400	1968	Regular	1987
	Sfac	300	280	1964	Regular	1987
	Skoda	1104	900	1982	Bueno	2002

Continúa....

..Continuación

CENTRAL	MARCA	POTENC. NOMINAL KW	POTENC. EFECTIV. KW	AÑO PUESTA EN SERV.	ESTADO ACTUAL	AÑO DE RETIRO
Tingo María	Skoda	1104	900	1977	Regular	1997
	Skoda	324	280	1977	Bueno	1997
	Skoda	324	280	1977	Paraliza	1997
	Sfac	300	-	1964	Fuera Se.	-
Aucayacu	Caterpillar	250	220	1973	Paraliza	1990
	Skoda	660	600	1983	Regular	2003
Tarma	SLM	280	-	1955	Fuera Se.	-
	SLM	280	200	1955	Regular	1988
	SLM	456	-	1956	Fuera Se.	-
	Skoda	1104	750	1976	Paraliza	1966
	Skoda	1104	750	1983	Bueno	2004
	Skoda	1104	750	1983	Bueno	2004
	Skoda	400	260	1980	Regular	2000
Chanchamayo	Skoda	400	260	1974	Regular	1994
	Caterpillar	400	300	1979	Regular	1994
	Caterpillar	600	450	1968	Paraliza	1988
	Skoda	660	600	1983	Bueno	2004
	Skoda	660	600	1983	Bueno	2004
Villarrica	Skoda	1104	1000	1983	Bueno	2004
	Rolls Royce	100	-	1968	Fuera Se.	-

Continúa....

..Continuación

CENTRAL	MARCA	POTENC. NOMINAL KW	POTENC. EFECTV. KW	AÑO PUESTA EN SERV.	ESTADO ACTUAL	AÑO DE RETIRO
Villarrica	Volvo Penta	100	100	1983	Bueno	1996
	Volvo Penta	200	200	1984	Bueno	1996
Ayacucho	Skoda	1104	850	1981	Bueno	2001
	Skoda	1104	850	1981	Bueno	2001
	Skoda	1104	850	1981	Bueno	2001
	Skoda	1104	700	1974	Regular	1994
	Skoda	1104	700	1974	Paraliz.	1994

CUADRO # 3.15

CATALOGO DE LINEAS DE TRANSMISION

ASOCIADO A LA RED ESQUELETO

220 KV .- 500 KV

DE	A	LONG. KM.	TENSION KV	COSTO MIO \$			
				1er. Año	2do. Año	3er. Año	4to. Año
Tumbes	Zorritos	33.0	220	3.3	3.3	-	-
Zorritos	Talara	127.0	220	5.0	5.5	3.5	-
Tumbes	Talara	160.0	220	5.8	6.6	4.1	-
Talara	Piura	108.0	220	4.1	4.7	2.9	-
Piura	Olmos 2	140.8	220	5.2	5.9	3.7	-
Olmos 2	Chiclayo	100.0	220	4.1	4.6	2.9	-
Olmos 1	Olmos 2	20.0	220	3.7	-	-	-
Carhuaquero	Chiclayo	82.0	220	3.7	4.2	2.6	-
Chiclayo	Guadalupe	85.0	220	3.8	4.3	2.7	-
Guadalupe	Trujillo	104.0	220	4.4	5.0	3.2	-
Trujillo	Chimbote	114.0	220	5.2	5.9	3.7	-
C. Pato	Chimbote	90.0	138	4.0	4.0	-	-
Quitaracsá	Chimbote	125.0	220	3.6	8.1	6.5	-
Chimbote	Paramonga	213.0	220	7.6	8.7	5.4	-
Paramonga	Huacho	62.0	220	3.6	3.6	-	-
Mayush	Paramonga	62.5	220	4.9	4.9	-	-

Continúa.....

..Continuación

DE	A	LONG. KM.	TENSION KV	COSTO MIO \$			
				1er. Año	2do. Año	3er. Año	4to. Año
Huaura 20	Huacho	40.0	220	3.8	3.8	-	-
Lima	Huacho	107.0	220	4.2	4.7	3.0	-
Chaglla	Paramonga	312.0	220	10.4	11.9	7.4	-
Chaglla	C. Pasco	225.0	220	8.2	9.4	6.1	-
Jicamarca	Lima	15.0	220	1.2	1.2		
Lima	Pomacocha	114.0	220	4.7	5.3	3.3	-
Pomacocha	Pachachaca	20.0	220	2.5	2.5	-	-
Pachachaca	La Oroya	20.0	220	2.8	2.8	-	-
Yuncan	C. Pasco	68.0	220	3.6	4.1	2.5	-
C. Pasco	La Oroya	73.0	220	3.7	4.3	2.7	-
Mantaro	Pachachaca	190.0	220	7.3	8.4	5.2	-
Mantaro	Pomacocha	190.0	220	7.3	8.4	5.2	-
Mantaro	Lima	265.0	220	9.5	10.9	6.8	-
Mantaro	Independenc.	247.7	220	9.0	10.3	6.4	-
Platanal	Lima	169.0	220	6.2	7.0	4.4	-
Lima	Independenc.	214.0	220	7.3	8.3	5.2	-
Independenc.	Ica	55.0	220	3.8	3.8	-	-
Ica	Marcona	155.0	220	5.5	6.3	3.9	-
Pto. Prado	Lima	374.0	500	38.8	99.3	175.1	75.8
Paquitzapango	Cutivireni	54.0	500	7.9	9.4	6.2	-
Cutivireni	Sumabeni	45.0	500	7.5	8.6	5.4	-
Sumabeni	Lima	319.0	500	27.0	73.5	122.4	48.8

CUADRO # 3.16

CATALOGO DE LINEAS DE TRANSMISION

LINEAS MENORES A 220 KV

DE	A	LONGI TUD Km.	TENSION KV	COSTO MIO \$	
				1er. Año	2do. Año
La Oroya	Tarma	32.5	138	4.1	4.1
Tarma	Chanchamayo	65.0	60	3.5	-
Yaupi	Villarrica	32.0	138	3.5	-
Villarrica	Oxapampa	24.0	60	1.3	-
Villarrica	Oxapampa	24.0	33	0.7	-
Yaupi	Villarrica	32.0	33	1.2	-
Yaupi	Oxapampa	31.0	33	0.8	-
Piura	Paita	45.0	60	2.2	-
Piura	Chulucanas	50.0	60	2.5	-
Guadalupe	Cajamarca	115.0	138	7.0	7.0
Guadalupe	Cajamarca	115.0	60	3.3	3.3
Marcona	Nazca	52.5	60	3.0	-

CUADRO # 3.17

PREVISION DE DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA

SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

AÑO	DEMANDA MAXIMA MW	DEMANDA ENERGIA GWH	DEMANDA MAXIMA F.S. = 0.98 FP = 1.06	DEMANDA ENERGIA F.P. = 1.05
1986	1385.5	7862.3	1439.2	8255.4
1987	1466.3	8356.4	1522.8	8774.2
1988	1594.1	9039.5	1655.9	9491.5
1989	1715.9	9820.5	1782.5	10311.5
1990	1807.6	10318.3	1877.7	10834.2
1991	1897.0	10794.6	1970.6	11334.3
1992	2020.1	11456.4	2098.5	12029.2
1993	2122.6	12007.4	2205.0	12607.8
1994	2217.6	12550.5	2303.6	13178.0
1995	2367.7	13415.6	2459.6	14086.4
1996	2480.7	14078.7	2576.9	14782.6
1997	2625.0	14900.5	2726.8	15645.5
1998	2774.6	15781.4	2882.2	16570.5
1999	2951.7	16760.0	3066.2	17598.0
2000	3096.7	17582.6	3216.8	18461.7
2001	3261.0	18563.8	3387.5	19492.0
2002	3442.0	19677.8	3575.5	20661.7
2003	3580.4	20453.0	3719.3	21475.6

Continúa....

..Continuación

AÑO	DEMANDA MAXIMA MW	DEMANDA ENERGIA GWH	DEMANDA MAXIMA F.S. = 0.98 FP = 1.06	DEMANDA ENERGIA F.P = 1.05
2004	3794.7	21629.7	3941.9	22711.2
2005	3978.2	22738.0	4132.5	23874.9
2006	4219.4	24083.1	4383.1	25287.2
2007	4441.7	25390.6	4614.0	26660.1
2008	4670.3	26733.2	4851.5	28069.9
2009	4903.1	28059.6	5093.3	29462.6
2010	5144.8	29432.9	5344.4	30904.5

F.S. = Factor de Simultaneidad.

F.P. = Factor de Pérdidas.

CUADRO # 3.18

CURVAS DE DURACION EN FORMA DE POLINOMIO DE 5to. GRADO

SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

AÑO	TRIM.	POTENC. MAXIMA	POLINOMIO COEFICIENTES				
			1º Grado	2º Grado	3º Grado	4º Grado	5º Grado
1986	1	1404.6	-2.470	9.698	-20.538	20.002	-7.310
	2	1434.8	-2.180	7.938	-16.427	15.837	-5.78
	3	1396.0	-2.587	10.302	-21.677	20.816	-7.474
	4	1439.2	-2.178	8.439	-18.707	19.384	-7.558
1987	1	1486.2	-2.473	9.883	-21.255	20.981	-7.755
	2	1518.2	-2.178	8.076	-17.030	16.721	-6.209
	3	1477.1	-2.571	10.307	-21.848	21.151	-7.659
	4	1522.8	-2.105	7.741	-16.384	16.320	-6.171
1988	1	1611.2	-2.477	9.732	-20.585	20.013	-7.302
	2	1649.3	-2.184	7.981	-16.566	16.011	-5.862
	3	1607.9	-2.588	10.317	-21.726	20.878	-7.501
	4	1655.9	-2.179	8.462	-18.777	19.465	-7.590
1989	1	1736.1	-2.464	9.870	-21.302	21.116	-7.841
	2	1768.2	-2.178	8.152	-17.338	17.153	-6.408
	3	1734.4	-2.573	10.397	-22.645	21.645	-7.887
	4	1782.5	-2.102	7.780	-16.585	16.634	-6.327

Continúa....

..Continuación

AÑO	TRIM	POTENC. MAXIMA	POLINOMIO COEFICIENTE				
			1º Grado	2º Grado	3º Grado	4º Grado	5º Grado
1990	1	1828.9	-2.472	9.860	-21.174	20.872	-7.706
	2	1862.7	-2.177	8.063	-16.978	16.642	-6.169
	3	1825.1	-2.571	10.289	-21.776	21.054	-7.616
	4	1877.7	-2.108	7.756	-16.411	16.336	-6.173
1991	1	1919.4	-2.477	9.790	-20.851	20.406	-7.488
	2	1954.8	-2.182	8.005	-16.688	16.197	-5.951
	3	1915.4	-2.585	10.232	-21.783	20.975	-7.551
	4	1970.6	-2.181	8.494	-18.889	19.615	-7.659
1992	1	2043.9	-2.619	10.460	-22.113	21.447	-7.795
	2	2081.7	-2.176	7.956	-16.675	16.358	-6.083
	3	2039.7	-2.633	10.575	-22.364	21.623	-7.820
	4	2098.5	-2.174	8.368	-18.583	19.399	-7.630
1993	1	2147.7	-2.164	10.459	-22.182	21.588	-7.870
	2	2187.4	-2.176	7.956	-16.676	16.359	-6.083
	3	2143.3	-2.632	10.563	-22.332	21.588	-7.807
	4	2205.0	-2.174	8.369	-18.584	19.401	-7.631
1994	1	2243.7	-2.617	10.504	-22.329	21.772	-7.948
	2	2285.2	-2.174	7.961	-16.715	16.430	-6.121
	3	2239.1	-2.629	10.554	-22.323	21.595	-7.817
	4	2303.6	-2.112	7.650	-16.068	15.992	-6.062

Continúa....

..Continuación

AÑO	TRIM	POTENC. MAXIMA	POLINOMIO COEFICIENTES				
			1º Grado	2º Grado	3º Grado	4º Grado	5 Grado
1995	1	2395.6	-2.612	10.498	-22.347	21.821	-7.978
	2	2439.9	-2.171	7.970	-16.799	16.586	-6.205
	3	2390.7	-2.625	10.557	-22.384	21.716	-7.883
	4	2459.6	-2.114	7.701	-16.252	16.240	-6.17
1996	1	2509.9	-2.622	10.510	-22.279	21.657	-7.786
	2	2556.3	-2.174	7.969	-16.751	16.481	-6.145
	3	2504.7	-2.626	10.532	-22.268	21.542	-7.799
	4	2576.9	-2.111	7.640	-16.032	15.946	-6.043
1997	1	2655.9	-2.613	10.558	-22.585	22.152	-8.132
	2	2705.5	-2.175	8.053	-17.083	16.959	-6.373
	3	2650.4	-2.629	10.649	-22.733	22.200	-8.106
	4	2726.8	-2.109	7.711	-16.327	16.368	-6.241
1998	1	2807.3	-2.604	10.536	-22.675	22.193	-8.169
	2	2859.1	-2.172	8.091	-17.256	17.204	-6.487
	3	2801.5	-2.620	10.658	-22.862	22.435	-8.230
	4	2882.2	-2.115	7.814	-16.881	16.827	-6.444
1999	1	2986.5	-2.610	10.543	-22.552	22.123	-8.124
	2	3041.7	-2.177	8.090	-17.213	17.124	-6.443
	3	2980.3	-2.628	10.654	-22.763	22.247	-8.130
	4	3066.2	-2.109	7.710	-16.337	16.391	-6.255

Continúa...

..Continuación

AÑO	TRIM	POTENC. MAXIMA	POLINOMIO COEFICIENTES				
			1º Grado	2º Grado	3º Grado	4º Grado	5º Grado
2000	1	3133.2	-2.619	10.498	-22.254	21.633	-7.878
	2	3191.1	-2.173	7.968	-16.678	16.520	-6.168
	3	3126.7	-2.624	10.531	-22.283	21.573	-7.816
	4	3216.8	-2.115	7.693	-16.209	16.172	-6.140
2001	1	3299.4	-2.605	10.577	-22.732	22.404	-8.264
	2	3360.4	-2.176	8.155	-17.467	17.468	-6.599
	3	3299.4	-2.622	10.694	-22.987	22.603	-8.307
	4	3387.5	-2.116	7.852	-16.862	17.021	-6.531
2002	1	3425.5	-2.596	10.659	-23.186	23.118	-8.616
	2	3546.9	-2.171	8.213	-17.758	17.928	-6.832
	3	3475.4	-2.570	10.179	-21.211	20.199	-7.196
	4	3575.5	-2.116	7.995	-17.421	17.875	-6.931
2003	1	3622.6	-2.600	10.657	-23.110	22.975	-8.541
	2	3689.5	-2.170	8.184	-17.643	17.768	-6.758
	3	3622.6	-2.571	10.160	-21.127	20.074	-7.136
	4	3719.3	-2.113	7.935	-17.204	17.582	-6.800
2004	1	3839.4	-2.614	10.571	-22.583	22.122	-8.116
	2	3910.4	-2.174	8.097	-17.263	17.203	-6.482
	3	3831.5	-2.626	10.685	-22.918	22.483	-8.243
	4	3941.9	-2.113	7.788	-16.607	16.742	-6.409

Continúa....

Continuación

AÑO	TRIM	POTENC. MAXIMA	POLINOMIO COEFICIENTES				
			1º Grado	2º Grado	3º Grado	4º Grado	5º Grado
2005	1	4025.1	-2.596	10.655	-23.164	23.085	-8.600
	2	4099.4	-2.172	8.222	-17.779	17.947	-6.838
	3	4016.8	-2.570	10.170	-21.181	20.162	-7.180
	4	4132.5	-2.114	7.965	-17.318	17.741	-6.874
2006	1	4269.1	-2.601	10.630	-22.997	22.813	-8.465
	2	4348.0	-2.170	8.161	-17.550	17.634	-6.694
	3	4260.4	-2.622	10.769	-23.273	22.994	-8.487
	4	4383.1	-2.113	7.912	-17.094	17.412	-6.717
2007	1	4494.0	-2.595	10.651	-23.161	23.088	-8.603
	2	4577.1	-2.173	8.231	-17.805	17.978	-6.851
	3	4494.0	-2.570	10.173	-21.190	20.172	-7.184
	4	4614.0	-2.115	7.983	-17.379	17.817	-6.906
2008	1	4725.4	-2.607	10.650	-22.982	22.735	-8.415
	2	4812.7	-2.170	8.164	-17.568	17.667	-6.713
	3	4715.6	-2.621	10.768	-23.287	23.023	-8.503
	4	4851.5	-2.112	7.915	-17.159	17.460	-6.742
2009	1	4960.9	-2.448	9.603	-19.977	19.074	-6.831
	2	5052.5	-2.102	7.994	-17.363	17.599	-6.738
	3	4950.7	-2.486	9.878	-20.642	19.711	-7.040
	4	5093.3	-2.032	7.605	-16.469	16.837	-6.521

Continúa...

..Continuación

AÑO	TRIM	POTENC. MAXIMA	POLINOMIO COEFICIENTES				
			1º Grado	2º Grado	3º Grado	4º Grado	5º Grado
2010	1	5205.4	-2.544	10.030	-20.936	20.040	-7.190
	2	5301.6	-2.171	8.235	-17.831	18.026	-6.877
	3	5194.7	-2.564	10.151	-21.161	20.168	-7.193
	4	5344.4	-2.115	7.993	-17.409	17.851	-6.920

CUADRO # 3.19

DEMANDA DE POTENCIA MAXIMA MW - SISTEMAS ELECTRICOS ASOCIADOS

AÑO	TUMBES	TALARA	PIURA SULLANA	PAITA	CHULUCANAS	CHICLAYO	CHACHA- POYAS	CAJAMARCA	PUCALLPA	HUANUCO	TINGO MARIA
1986	8.4	38.1	24.4	5.6	1.1	25.1	0.9	4.5	7.1	4.9	2.1
1987	9.9	43.1	25.7	5.7	1.2	26.6	1.0	4.8	8.1	5.2	2.3
1988	10.7	44.0	30.8	5.8	1.3	31.8	1.1	5.1	11.1	7.9	2.5
1989	11.6	44.9	36.2	5.9	1.3	33.6	1.4	5.4	13.5	8.5	2.7
1990	12.6	45.4	42.0	13.0	1.4	35.5	1.5	5.8	14.3	9.2	2.9
1991	14.1	46.8	48.4	13.2	1.5	38.5	1.7	6.2	16.7	9.6	3.2
1992	16.3	47.4	51.0	13.3	3.0	41.1	1.8	6.6	21.1	10.2	3.5
1993	17.7	47.9	53.7	13.5	3.2	44.3	1.8	8.4	23.6	10.8	3.8
1994	18.2	48.5	56.7	13.7	3.3	47.1	1.9	9.5	24.6	11.3	4.1
1995	18.8	49.0	59.9	13.9	3.5	73.5	2.0	10.0	25.6	12.0	4.5

Continúa....

..Continuación

AÑO	TUMBES	TALARA	PIURA SULLANA	PAITA	CHULUCANAS	CHICLAYO	CHACHA- POYAS	CAJAMARCA	PUCALLPA	HUANUCO	TINGO MARIA
1996	19.5	51.3	68.8	14.1	3.7	76.8	2.1	10.7	26.8	12.7	4.9
1997	20.4	52.2	72.4	14.3	4.0	80.2	2.1	11.4	28.2	13.4	5.3
1998	21.0	53.9	76.2	14.6	4.2	83.9	2.2	12.1	30.3	14.2	5.7
1999	21.7	55.6	80.3	14.8	4.4	87.8	2.3	12.9	31.8	15.0	6.1
2000	22.5	57.4	84.6	15.1	4.7	92.1	2.4	13.8	33.5	15.7	6.6
2001	23.1	59.3	89.3	15.4	5.0	96.5	2.5	14.7	34.8	16.6	7.1
2002	23.9	60.5	94.2	15.7	5.2	101.3	2.6	15.6	36.3	17.5	7.6
2003	24.7	61.8	99.4	16.0	5.6	106.5	2.6	16.7	38.1	18.4	8.1
2004	25.4	63.2	105.0	16.3	5.9	112.0	2.7	17.8	39.7	19.3	8.7

CUADRO # 3.19

DEMANDA DE POTENCIA MAXIMA - SISTEMAS ELECTRICOS AISLADOS

AÑO	AUCAYACU	TARMA	CHANCHAMAYO	OXAPAMPA	VILLARRICA	AYACUCHO	NAZCA
1986	1.3	2.5	3.2	0.6	0.6	4.1	1.6
1987	1.4	2.6	3.4	0.6	0.7	4.9	1.7
1988	1.5	6.0	3.6	0.7	0.8	5.2	2.1
1989	1.6	6.3	3.9	0.7	1.2	5.7	2.2
1990	1.8	6.5	4.1	0.8	1.3	6.0	2.3
1991	1.9	7.1	4.4	0.8	1.4	6.4	2.4
1992	2.0	7.4	4.8	0.9	1.5	6.9	2.5
1993	2.1	7.6	5.1	0.9	1.6	7.5	2.6
1994	2.2	8.0	5.5	1.0	1.7	8.0	2.7
1995	2.4	8.4	5.9	1.0	1.8	8.6	2.8
1996	2.5	8.7	6.3	1.1	1.9	9.3	3.0

..Continuación

AÑO	AUCAYACU	TARMA	CHANCHAMAYO	OXAPAMPA	VILLARRICA	AYACUCHO	NAZCA
1997	2.6	9.0	6.8	1.2	2.0	9.9	3.1
1998	2.8	9.4	7.3	1.2	2.2	10.6	3.3
1999	2.9	9.7	7.8	1.3	2.3	11.4	3.4
2000	3.0	10.1	8.3	1.3	2.4	12.1	3.6
2001	3.2	10.6	8.7	1.4	2.6	12.9	3.7
2002	3.3	11.0	9.0	1.4	2.7	13.8	3.9
2003	3.5	11.4	9.4	1.5	2.8	14.7	4.1
2004	3.6	11.8	9.8	1.5	3.0	15.7	4.3

..Continuación

AÑO	TUMBES	TALARA	PIURA SULLANA	PAITA	CHULUCANAS	CHICLAYO	CHACHAPOYAS	CAJAMARCA	PUCALLPA	HUANUCO	TINGO MARIA
1996	69.7	332.3	302.1	50.8	8.9	381.5	6.5	36.6	104.9	41.7	20.6
1997	72.6	338.2	317.4	51.4	9.6	397.7	6.8	39.3	111.6	44.4	22.3
1998	75.5	348.8	333.8	52.1	10.3	414.8	7.2	42.0	119.3	47.2	24.1
1999	78.6	359.4	351.3	52.9	11.1	433.3	7.5	45.0	126.3	50.0	26.1
2000	81.7	370.8	369.9	53.8	11.9	452.9	7.9	48.1	133.9	52.9	28.1
2001	84.7	383.0	389.9	54.5	12.7	474.2	8.2	51.6	140.4	56.0	30.3
2002	88.2	390.5	411.2	55.5	13.6	496.5	8.5	55.3	147.3	59.3	32.6
2003	91.4	398.5	434.6	56.5	14.6	520.7	8.8	59.2	155.8	62.8	36.1
2004	99.7	406.7	458.6	57.5	15.6	546.6	9.2	63.4	163.7	66.5	37.6

CUADRO # 3.20

DEMANDA DE ENERGIA (GWH) - SISTEMAS ELECTRICOS AISLADOS

AÑO	AUCAYACU	TARMA	CHANCHAMAYO	OXAPAMPA	VILLARRICA	AYACUCHO	NAZCA
1986	3.3	8.1	8.4	1.8	1.7	11.4	7.8
1987	3.6	8.5	9.2	1.9	1.8	13.1	8.2
1988	3.9	16.1	10.0	2.1	2.0	13.9	9.0
1989	4.3	17.1	11.0	2.2	3.9	15.1	9.4
1990	4.8	17.8	12.0	2.4	4.2	16.0	9.8
1991	5.2	19.5	13.0	2.5	4.4	17.3	10.3
1992	5.5	20.3	14.7	2.7	4.6	18.7	10.8
1993	5.9	21.1	16.2	2.9	4.9	20.2	11.3
1994	6.3	22.2	17.7	3.0	5.2	21.8	11.8
1995	6.7	23.6	19.4	3.2	5.6	23.5	12.3
1996	7.2	24.3	21.2	3.4	5.9	25.3	12.9

Continúa...

..Continuación

AÑO	AUCAYACU	TARMA	* CHANCHAMAYO	OXAPAMPA	VILLARRICA	AYACUCHO	NAZCA
1997	7.6	25.5	23.2	3.6	6.3	27.2	13.5
1998	8.2	26.7	25.2	3.8	6.8	29.2	14.1
1999	8.6	28.0	27.4	4.0	7.2	31.3	14.7
2000	9.1	29.3	29.7	4.2	7.6	33.6	15.3
2001	9.7	30.7	31.2	4.4	8.0	35.9	16.1
2002	10.3	32.2	32.9	4.5	8.5	38.4	16.8
2003	10.9	34.0	34.7	4.7	9.0	41.1	17.5
2004	11.5	35.6	36.5	4.9	9.6	44.0	18.3

CAPITULO IV

FORMULACION DE SECUENCIAS ALTERNATIVAS

4.1 GENERALIDADES

Después de completar la información referente al sistema de Generación y Transmisión, así como definir los parámetros económicos, restricciones sectoriales y criterios técnicos; y los datos previstos de demanda, es necesario formular secuencias alternativas de expansión de cada sistema eléctrico analizado que pueda suministrar la energía eléctrica a los centros de consumo que lo demanden, con el fin de tener un amplio espectro de secuencias alternativas y determinar la secuencia más adecuada.

Una secuencia alternativa es un programa de obras de generación y de transmisión definido dentro de un horizonte de estudio al cual se le adiciona el siste

ma existente, para abastecer la demanda dentro de los criterios de seguridad establecidos.

En el capítulo presente se formularán alternativas de desarrollo de los Sistemas Eléctricos Aislados, así - como del Sistema Eléctrico Centro-Norte. Es impor - tante mencionar que los Sistemas Eléctricos Aislados analizados son aquellos que se encuentran en el área de influencia del Sistema Eléctrico Centro-Norte.

4.2. PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS PARA EL DESARROLLO DEL SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

Para determinar el plan de desarrollo del Sistema - Eléctrico Centro-Norte, se plantearán tres alternativas básicas. En las tres alternativas se prefijará la puesta en operación de la central hidroeléctrica de Carhuaquero el año 1988 y la línea de transmisión Trujillo - Chiclayo el año 1986.

Las tres alternativas básicas son:

- A. Desarrollo futuro sin considerar proyectos de - propósito múltiple (hidroenergético e irrigación)
Para obtener la secuencia más adecuada de esta - primera alternativa, el análisis se realizará de la siguiente forma:

A1. Determinar el año de interconexión del S.E. Piura - Sullana con el análisis de las siguientes alternativas:

- Desarrollo del S.E. Centro - Norte considerando sólo las cargas comprendidas entre Ayacucho - Chiclayo, durante todo el período de análisis.

Desarrollo del S.E. Piura aislado durante todo el período de análisis.

- Desarrollo del S.E. Centro - Norte incluyendo el S.E. Piura - Sullana los años 1988, 1989, 1990, 1991 y 1992.

Desarrollo del S.E. Piura - Sullana hasta 1987, 1988, 1989, 1990 y 1991.

A2. Luego de hallar el año de interconexión del S.E. Piura - Sullana, se determinará el año de interconexión del S.E. Paíta, para lo cual se analizarán las siguientes alternativas:

- Desarrollo del S.E. Centro - Norte, considerando sólo el S.E. Piura - Sullana interconectada el año resultante del análisis realizado en A1, durante todo el período de análisis.

Desarrollo del S.E. Paita asilado

- Desarrollo del S.E. Centro-Norte (con Piura) incluyendo el S.E. Paita los años 1988, 1989, 1990, 1991 y 1992, dependiendo del año de integración del S.E. Piura-Sullana.
- Desarrollo del S.E. Paita hasta 1987, 1988, 1989, 1990 y 1991.

A3. Con la determinación de la interconexión de los S.E. Piura - Sullana y Paita, se procederá a determinar la fecha de interconexión del S.E. de Chulucanas, con el análisis de las siguientes alternativas:

- Desarrollo del S.E. Centro-Norte, considerando sólo integrados los S.E. Piura - Sullana y Paita, durante todo el período de análisis.

Desarrollo del S.E. Chulucanas aislado.

- Desarrollo del S.E. Centro - Norte (con Piura-Sullana y Paita) incluyendo el S.E. Chulucanas los años 1988, 1989, 1990, 1991, 1992 y 1995, dependiendo del año de integración del S.E. de Piura - Sullana.
- Desarrollo del S.E. Chulucanas hasta 1987, 1988, 1989, 1990, 1991 y 1994.

A4. Con el análisis realizado en A1, A2, y A3; se determinará la fecha de interconexión del S.E. de Talara, para lo cual se analizarán - las siguientes alternativas:

- Desarrollo del S.E. Centro-Norte, considerando sólo integrados los S.E. Piura-Sullana, Paita y Chulucanas, durante todo el período de análisis.

Desarrollo del S.E. Talara aislado.

- Desarrollo de S.E. Centro-Norte (con Piura Sullana, Paita y Chulucanas) incluyendo el S.E. Talara los años 1988, 1989, 1990, - 1991, 1992 y 1995; dependiendo del año de integración del S.E. Piura - Sullana.

Desarrollo del S.E. Talara hasta 1987, 1988, 1989, 1990, 1991 y 1994.

A5. Con la determinación de la interconexión de los S.E. de Piura-Sullana, Paita Chulucanas y Talara, se procederá a determinar la fecha de interconexión del S.E. de Tumbes, con el análisis siguiente :

- Desarrollo del S.E. Centro-Norte, considerando sólo integrados los S.E. de Piura - Sullana, Paita, Chulucanas y Talara, -

durante todo el período de análisis.

Desarrollo del S.E. de Tumbes aislado.

- Desarrollo del S.E. Centro-Norte (con Piura-Sullana, Paita, Chulucanas y Talara) incluyendo el S.E. de Tumbes los años -- 1988, 1989, 1990, 1991, 1992, 1993 y 1995, dependiendo del año de integración del S.E. de Talara.

Desarrollo del S.E. de Tumbes hasta 1987, 1988, 1989, 1990, 1991, 1992 y 1994.

- B. Considerar el desarrollo del proyecto energético del Gas Natural de Zorritos.

De acuerdo a la fecha más próxima de entrada en operación de dicho proyecto el año 1992, se analizará la posibilidad de su implementación los años 1992, 1993, 1994 y 1995.

Se utilizará los resultados del análisis de integración de cargas realizado al determinar la secuencia más adecuada de la alternativa básica A.

- C. Considerar la implementación del proyecto de propósito múltiple de Olmos (hidroenergético e irrigación).

Para obtener la secuencia más adecuada de la tercera alternativa, se utilizará los resultados ob

tenidos de integración de cargas del análisis de la alternativa A hasta la implementación de la C.H. Olmos.

La fecha mínima de implementación de la C.H. Olmos es el año 1998, de tal manera que los años de análisis de implementación de dicho proyecto serán 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002.

Luego de determinar la secuencia más adecuada para cada una de las alternativas básicas, se realizará la definición de la alternativa más adecuada de desarrollo del Sistema Eléctrico Centro-Norte.

Asimismo, se realizará para la alternativa más adecuada definida, un análisis de sensibilidad que comprende las siguientes alternativas:

- Eliminación del proyecto de Regulación del Lago Junín.
- Inclusión del proyecto Embalse de Recreta en vez del proyecto de Regulación del Lago Junín.
- Adelanto de la C.H. Mayush y retraso de la C.H. Yuncán.
- Inclusión de un desarrollo a base de Centrales Nucleares, con dos subalternativas, la primera sin considerar la C.H. Chaglla y la segunda sin considerar las C.C.H.H. de Puerto Prado y Sumabeni.

1.3 PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS PARA EL DESARROLLO DE
LOS SISTEMAS ELECTRICOS AISLADOS

D. Sistema Eléctrico de Chachapoyas

En este sistema eléctrico existe el proyecto de la Central Hidroeléctrica de Caclic, el cual tiene estudio definitivo ya concluído. La potencia instalada es de 4.4 MW y se encuentra situado sobre el río Uctubamba.

El desarrollo de esta central se ha previsto en dos etapas de 2.2 MW cada uno. La fecha más temprana de su puesta en operación es 1989.

Las alternativas consideradas son:

D1. Considerar la puesta en operación de la C.H. Caclic los años 1989 y 1991.

D2. Desarrollo térmico alternativo con grupos Diesel.

E. Sistema Eléctrico de Cajamarca.

Para el planteamiento de alternativas se considerarán los siguientes proyectos:

Central Hidroeléctrica Puclush, Central Hidroeléctrica Gallito Ciego, Minicentrales a carbón y Línea de Transmisión Guadalupe -- Cajamarca.

a) Central Hidroeléctrica de Puclush

El proyecto de la Central Hidroeléctrica de Puclush aprovecha los recursos hidroenergéticos del río Puclush, la potencia instalada estará en el orden de los 20 MW. Los estudios de este proyecto se encuentran a nivel de factibilidad.

b) Central Hidroeléctrica Gallito Ciego

El proyecto de la Central Hidroeléctrica Gallito Ciego aprovecha la presa del mismo nombre, que actualmente se viene construyendo sobre el río Jequetepeque con sus fines agrícolas, su potencia instalada será de 26 MW.

c) Minicentrales a Carbón

Este Proyecto se encuentra a nivel preliminar, en el cual se proponen desarrollar minicentrales a carbón de 1 a 5 MW de potencia instalada. En Cajamarca existen reservas de 25 millones de toneladas de carbón bituminoso. En los cuadros # 3.11 y 3.12 se muestran las características de estas centrales:

d) Línea de Transmisión Guadalupe -
Cajamarca.

Este proyecto se encuentra a nivel preliminar y consiste en integrar Cajamarca al Sistema Eléctrico Centro-Norte, en 138 KV ó 60 KV de nivel de tensión y una longitud de 115 Km.

En base a los proyectos mencionados se considerarán las siguientes alternativas de desarrollo:

- E1. Desarrollo térmico durante todo el período de planificación utilizando grupos Diesel - de 2.5 MW, 5 MW, grupos a carbón de 3 MW o una combinación entre ellos.
- E.2 Considerar la construcción de la Central Hidroeléctrica de Puclush para su puesta en servicio los años 1992 y 1993.
- E.3 Considerar la puesta en operación de la Central Hidroeléctrica Gallito Ciego los años 1991 y 1993.
- E.4 Integración de Cajamarca al Sistema Eléctrico Centro-Norte mediante una línea de transmisión Guadalupe - Cajamarca que puede ser

en 138 KV ó 60 KV.

F. Sistema Eléctrico de Pucallpa

Actualmente, se encuentra en la fase final de construcción la Central Térmica SKODA, que comprende la instalación de dos turbinas a vapor de 10 MW, se prevee que estarán en servicio a mediados de 1986.

Asimismo, para el planteamiento de alternativas se considerarán los siguientes proyectos:

a) Estudio de Diagnóstico del Desarrollo Regional Potencial del Gas Natural de Aguaytía.

Se ha determinado que un desarrollo a pequeña escala de los recursos del gas de Aguaytía para abastecer los requerimientos de combustible de la ciudad de Pucallpa es técnica y económicamente factible, sin afectar en forma contraria a un eventual desarrollo a gran escala.

Asimismo, es favorable para un desarrollo del sistema eléctrico en la ciudad de Pucallpa utilizando como combustible el gas natural de Aguaytía.

El costo del Gas de Aguaytía es:

Período 1985 - 1977	3.31 \$/1000 pie ³
Período 1985 - 2004	2.50 \$/1000 pie ³

La inversión requerida para un gaseoducto de distribución del gas desde la refinería de Pucallpa hasta la C.T. Yarinacocha (10 Km. aproximadamente) y para un reacondicionamiento de los calderos SKODA para que operen con gas natural es de 3 millones de dólares.

b) Estudio sobre Disponibilidad de Sobrantes de Madera para utilizarlo en Generación Eléctrica.

Este estudio analiza la disponibilidad de sobrantes de madera en Pucallpa susceptible de ser utilizado en generación eléctrica y concluye que esta ascendería a un promedio anual de 131,000 m³, los cuales podrían sustituir alrededor de 9,900 TM de petróleo.

Esta alternativa no podrá ser considerada en el presente trabajo, ya que no se dispone de los elementos básicos de costos y datos técnicos que se requieren para su evaluación.

Las alternativas básicas serán planteadas - tomando en consideración que este sistema -

se integrará al sistema eléctrico Centro - Norte el año 1998, coincidente con la puesta en operación de la Central Hidroeléctrica de Chaglla.

Se analizará también la posibilidad de utilizar el gas de Aguaytía, a partir del año 1990, incluyendo la perspectiva de sustituir la línea de interconexión manteniendo el Sistema Eléctrico de Pucallpa aislado.

Con estas consideraciones se plantearon cinco alternativas básicas:

- F1- Considerar un desarrollo térmico con grupos Diesel de 10 MW con combustible convencional.
- F-2 Considerar un desarrollo térmico con grupos Diesel de 5 MW.
- F-3 Considerar un desarrollo térmico con turbinas a gas y grupo Diesel.
- F-4 Considerar un desarrollo térmico con turbina a gas adaptada como ciclo combinado con la planta de vapor SKODA.

F5-a Considerar un desarrollo térmico con grupos Diesel de 10 MW utilizando el gas de Aguaytía a partir del año 1990, integrando Pucallpa el año 1998 al Sistema Eléctrico Centro-Norte.

F5-b Igual a la alternativa anterior, considerando un desarrollo aislado y el período de 1986 - 2004.

F5-c Igual a la alternativa 5a, considerando el período de 1986 - 2004.

G - Sistema Eléctrico de Huánuco-Tingo María

Actualmente, se encuentra en proceso de construcción la Línea de Transmisión Cerro de Pasco - Huánuco- Tingo María a nivel de tensión de 138 KV y 174 Km. de longitud y dos subestaciones de transformación en las ciudades indicadas.

Este proyecto en construcción permitirá la integración del Sistema Eléctrico de Huánuco - Tingo María al Sistema Eléctrico Centro - Norte a mediados

del año 1987, fecha de culminación de la construcción del referido proyecto.

Bajo estas consideraciones no existe otra alternativa a ser analizada. Los requerimientos de energía hasta el año 1987 de las ciudades de Huánuco y Tingo María, quedarán cubiertos por sus actuales grupos de generación.

H - Sistema Eléctrico de Aucayacu

En este sistema eléctrico existe el proyecto de la línea de transmisión Tingo María - Aucayacu, con una longitud de 54 Km. a un nivel de tensión de 138 KV. El proyecto incluye la construcción de una subestación de transformación en Aucayacu.

Con este proyecto, el sistema eléctrico de Aucayacu quedará integrado al Sistema Eléctrico Centro-Norte.

La construcción de este tramo de línea ha sido incluido como parte del contrato de construcción de la línea de transmisión Cerro de Pasco - Huánuco --

Tingo María en actual proceso de construcción.

Según el cronograma de construcción, el proyecto entrará en servicio a fines del año 1987.

Los requerimientos de energía eléctrica de la ciudad de Aucayacu hasta fines de 1987, quedarán cubiertos por su central térmica existente.

I - Sistema Eléctrico Tarma - Chanchamayo

En este sistema eléctrico existe el proyecto de la línea de transmisión Oroya - Tarma - Chanchamayo, el primer tramo Oroya - Tarma será a 138 KV con una longitud de 32.5 Km. y un segundo tramo Tarma - Chanchamayo que será a 60 KV con una longitud de 65 Km.

El proyecto contempla la construcción de las subestaciones de distribución de Ninatambo en Tarma y de Chanchamayo.

Para el planteamiento de alternativas se considerará como premisa básica, que el suministro energético a la ciudad de Tarma está cubierto hasta el año 1990 - inclusive.

Con estas consideraciones se plantean las siguientes alternativas básicas:

- I1- Térmico con grupo diesel de 2.5 y 1 MW.
- I2- Integración al Sistema Eléctrico Centro Norte los años 1991, 1993 y 1994.
- J - Sistema Eléctrico Oxapampa - Villarrica existen los siguientes proyectos:

- a) Línea de Transmisión Yaupi - Villarrica - Oxapampa.

Este proyecto estará conformado por un primer tramo a 138 KV y 32.5 Km. de longitud entre la central hidroeléctrica Yaupi y Villarrica; y un segundo tramo de 24 Km. de longitud entre Villarrica y Oxapampa que puede ser en 60 KV ó 33 KV. Con este proyecto se integrará al Sistema Eléctrico Centro-Norte.

b) Línea de Transmisión Yaupi - Villarrica y Yaupi - Oxapampa.

Este proyecto contempla un esquema de transmisión a 33 KV, conformado por las líneas de transmisión Yaupi - Villarrica y Yaupi - Oxapampa, incluyendo las subestaciones de Yaupi, Villarrica y Oxapampa. Con este proyecto se integrará el Sistema Eléctrico de Oxapampa - Villarrica al sistema eléctrico Centro-Norte.

Para el análisis del desarrollo de este sistema se han considerado las siguientes alternativas:

- J1 - Considerar un desarrollo térmico con grupos Diesel.
- J2 - Integración al Sistema Eléctrico Centro-Norte mediante la línea de transmisión Yaupi - Villarrica - Oxapampa los años 1988, 1990 y 1992.
- J3 - Integración al Sistema Eléctrico Centro - Norte mediante las líneas de transmisión de Yaupi - Villarrica y

Yaupi - Oxapampa. Los años 1988, 1990 y 1992.

K - Sistema Eléctrico de Nazca

Este sistema eléctrico existe el proyecto con estudio definitivo de la línea de transmisión Marcona - Nazca a 60 KV de nivel de tensión y con una - longitud de 52.5 Km.

Las alternativas básicas planteadas - tienen en cuenta la consideración anterior y son:

- K1 - Considerar un desarrollo térmico con grupos Diesel.

- K2 - Integración del Sistema Eléctrico de - Nazca al Sistema Eléctrico Centro-Nor-te en los años 1989, 1993 y 1996.

CAPITULO V

DEFINICION DE LA ALTERNATIVA MAS ADECUADA

.1 GENERALIDADES

Para la definición de la secuencia alternativa más adecuada se utiliza el criterio de buscar el máximo beneficio para la comunidad que significa la búsqueda de la solución del mínimo costo.

El análisis se deberá realizar a un amplio espectro de secuencias alternativas que sean técnicamente comparables, las cuales serán evaluadas para determinar sus respectivos costos. En el caso de poder considerarse todas las alternativas posibles sería seguro encontrar la alternativa óptima, en la práctica aún utilizando modelos matemáticos complejos de cómputo no es práctico, pues no se podría terminar con el análisis.

Si se considera 12 proyectos alternativos, el número de secuencias posibles de analizar es factorial de 12 ó 12 cuyo resultado es 4.79×10^8 secuencias alternativas.

Si el computador utiliza un segundo como tiempo de análisis de cada secuencia alternativa posible, el tiempo de análisis del computador será de 4.79×10^8 segundos o sea 152 años, lo cual es impráctico.

Estas consideraciones hacen que la secuencia alternativa seleccionada sea la más adecuada; y depende de la calidad de los datos utilizados para que la solución este muy cerca de la solución óptima.

Cuando se tiene formulado un espectro de secuencias alternativas técnicamente comparables y asociados a sus correspondientes costos, se puede encontrar dos o más secuencias alternativas con ligeras diferencias en cuanto al costo pero con diferentes configuraciones. En este caso para la presentación de las recomendaciones pertinentes para la toma de decisiones, es útil tener en cuenta el realizar un análisis de sensibilidad que tendrá por objeto evaluar cuanto mejor es una secuencia que otra, considerando criterios complementarios a los planteados en el punto 3.3.3.

Los criterios complementarios a considerar son:

- Si existe incertidumbre sobre los precios futuros de los combustibles es importante estimar cuanto más cuesta una solución que tiene mayor independencia energética.
- Estimación de beneficios no cuantificables, por ejemplo, interesará conocer cuanto se debe pagar por una solución que no contamine el medio ambiente o que cree un potencial turístico.
- Considerar una comparación del nivel de estudio de los proyectos que conforman las distintas secuencias, es posible que se estén utilizando proyectos con estudios preliminares y con costos no muy precisos en una de las secuencias mientras que en la otra se utilicen proyectos con estudios de prefactibilidad o factibilidad que tienen costos más precisos.

Es importante señalar que una vez definida la secuencia alternativa más adecuada, esta se convierte en la secuencia pivote con la cual se realizará análisis económicos de diferentes proyectos para poder evaluar sus bondades, y en el caso de tener proyectos de propósito múltiple en la secuencia de la alternativa más adecuada, poder precisar hasta que mag

nitud el sector electricidad puede asumir los costos de las obras comunes.

5.2 DEFINICION DE LA ALTERNATIVA MAS ADECUADA DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

5.2.1 Análisis de Alternativas

En el análisis para definir la alternativa más adecuada de desarrollo del Sistema Eléctrico Centro-Norte, se incluirá el análisis de los Sistemas Eléctricos Aislados de Piura, Talara, Paita, Chulucanas y Tumbes para todas las alternativas básicas.

Alternativa Básica A

Esta alternativa considera el desarrollo futuro del Sistema Eléctrico Centro-Norte sin incluir proyectos de propósito múltiple (hidroenergético e irrigación).

El análisis efectuado para definir la mejor secuencia de implementación de proyectos para la alternativa básica A es el siguiente:

A.1 Determinar el año de interconexión del S.E. Piura Sullana

El análisis realizado para definir el de rrollo más adecuado del S.E. de Piura, - contempla las siguientes alternativas:

- a) Desarrollo del Sistema Eléctrico Centro-Norte sin considerar el Sistede Eléctrico de Piura.
Desarrollo del Sistema Eléctrico de Piura aislado.
- b) Interconexión del S.E. Piura con el S.E. Centro Norte.
 - b.1) Desarrollo del Sistema Eléctrico Cende tro-Norte considerando integrado el Sistema Eléctrico de Piura el año - 1988.
Desarrollo del Sistema Eléctrico de Piura hasta el año 1987.
 - b.2) Desarrollo del Sistema Eléctrico - Centro-Norte considerando integrado el Sistema Eléctrico de Piura el - año 1989.

Desarrollo del Sistema Eléctrico de Piura hasta el año 1988.

b.3) Desarrollo del Sistema Eléctrico - Centro-Norte considerando integrado el Sistema Eléctrico de Piura el año 1990.

Desarrollo del Sistema Eléctrico de Piura hasta el año 1989.

b.4) Desarrollo del Sistema Eléctrico - Centro-Norte considerando integrado el Sistema Eléctrico de Piura el año 1991.

Desarrollo del Sistema Eléctrico de Piura hasta el año 1990.

b.5) Desarrollo del Sistema Eléctrico - Centro-Norte considerando integrado el Sistema Eléctrico de Piura el año 1992.

Desarrollo del Sistema Eléctrico de Piura hasta el año 1991.

CUADRO # 5.1

A.1 DETERMINACION DEL AÑO DE INTERCONEXION DEL S.E. PIURA - SULLANA

Alternativa	a	b.1	b.2	b.3	b.4 -	b.5
CASO	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) sin considerar. Piura-Sullana	Desarrollo de S.E. Centro - Norte con Piura -- Sullana en 1988	Desarrollo de S.E. Centro - Norte con Piura -- Sullana en 1989	Desarrollo de S.E. Centro - Norte con Piura -- Sullana en 1990	Desarrollo de S.E. Centro - Norte con Piura -- Sullana en 1991	Desarrollo de S.E. Centro - Norte con Piura -- Sullana en 1992
VP	1504.0	1591.0	1589.0	1582.0	1579.0	1574.0
CASO	Desarrollo de S.E. Piura - Sullana aislado	Desarrollo de S.E. Piura - Sullana Hasta 1987	Desarrollo de S.E. Piura - Sullana Hasta 1988	Desarrollo de S.E. Piura - Sullana Hasta 1989	Desarrollo de S.E. Piura - Sullana Hasta 1990	Desarrollo de S.E. Piura - Sullana Hasta 1991
VP	135.7	12.6	19.0	.29.3	36.9	43.9
VP Total	1639.7	1603.6	1608.0	1611.3	1615.9	1617.9

(1) El S.E. Centro-Norte está conformado por las cargas que van desde Ayacucho hasta Chiclayo

VP. Valor Presente en millones de dólares.

Para el análisis de un desarrollo - aislado del S.E. de Piura se consideró la implementación de grupos - térmicos Diesel de 10 MW.

De los resultados del análisis de - las alternativas, que se muestran en el cuadro N° 5.1, el desarrollo más adecuado del S.E. de Piura es el que considera la interconexión con el S.E. Centro-Norte el año - 1988.

A.2 Determinar el año de interconexión del S.E. de Paita.

Para definir el desarrollo del S.E. de Paita, el análisis contempla las siguientes alternativas:

- a. Desarrollo del S.E. Centro-Norte sin considerar el S.E. de Paita. Desarrollo aislado del S.E. de Paita.
- b. Interconexión del S.E. Paita con el S.E. Centro Norte.

CUADRO # 5.2

A.2 DETERMINACION DEL AÑO DE INTERCONEXION DEL S.E. PAITA

Alternativa	a	b.1	b.2	b.3	b.4	b.5
CASO	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) sin considerar Paita	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) con Paita en 1988	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) con Paita en 1989	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) con Paita en 1990	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) con Paita en 1991	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) con Paita en 1992
VP	1591.0	1608.6	1607.1	1605.6	1603.1	1601.6
CASO	Desarrollo de S.E. Paita Aislado	Desarrollo de S.E. Paita Hasta 1987	Desarrollo de S.E. Paita Hasta 1988	Desarrollo de S.E. Paita Hasta 1989	Desarrollo de S.E. Paita Hasta 1990	Desarrollo de S.E. Paita Hasta 1991
VP	29.0	3.7	5.0	6.1	11.2	13.6
VP Total	1620.0	1612.3	1612.1	1611.7	1614.3	1615.2

(1) El S.E. Centro-Norte está conformado por las cargas que van desde Ayacucho hasta Piura.

VP. Valor Presente en millones de dólares.

Desarrollo del S.E. de Paita -
hasta el año 1991.

El análisis de la alternativa -
del desarrollo aislado del S.E.
de Paita, considera la implemen
tación de grupos térmicos Die -
sel de 2.5 MW.

Los resultados del análisis de
las alternativas expuestos en -
el cuadro # 5.2 muestran que el
desarrollo más adecuado es el -
que considera la interconexión
del S.E. de Paita al S.E. Cen -
tro-Norte el año 1990.

A.3 Determinación del desarrollo del S.E. de Chulucanas.

El desarrollo más adecuado para
el S.E. de Chulucanas ha sido -
determinado, considerando las
siguientes alternativas:

a. Desarrollo del S.E. Centro-
Norte sin considerar el S.E. de
Chulucanas.

Desarrollo aislado del S.E. de Chulucanas.

b. Interconexión del S.E. Chulucanas con el S.E. Centro-Norte.

b.1 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando integrado el S.E. Chulucanas el año 1988.

Desarrollo del S.E. de Chulucanas hasta el año 1987.

b.2 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando integrado el S.E. Chulucanas el año 1989.

Desarrollo del S.E. de Chulucanas hasta el año 1988.

b.3 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando integrado el S.E. Chulucanas el año 1990.

Desarrollo del S.E. de Chulucanas hasta el año 1989.

b.4 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando integrado el S.E. Chulucanas el año 1991.

Desarrollo del S.E. de Chulucanas

hasta el año 1990.

b.5 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando integrado el S.E. Chulucanas el año 1992.
Desarrollo del S.E. de Chulucanas hasta el año 1991.

b.6 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando integrado el S.E. Chulucanas el año 1993.
Desarrollo del S.E. de Chulucanas hasta el año 1992.

En caso de un desarrollo aislado del S.E. de Chulucanas se consideró la implementación de grupos térmicos - Diesel de 0.5 MW ó 1.0 MW o una combinación de dichos grupos.

De los resultados del análisis que se muestran en el cuadro # 5.3, el desarrollo más adecuado del S.E. de Chulucanas es el que considera la interconexión con el S.E. Centro-Norte el año 1992. Es necesario implementar un grupo térmico Diesel de 0.5 MW el año 1989 para satisfacer las necesidades de demanda hasta el año de interconexión.

CUADRO # 5.3

A.3 DETERMINACION DEL AÑO DE INTERCONEXION DEL S.E. CHULUCANAS

Alternativa a		b.1	b.2	b.3	b.4	b.5	b.6
CASO	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) Sin considerar Chulucanas	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) con Chulucanas. en 1988	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) con Chulucanas. en 1989	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) con Chulucanas. en 1990	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) con Chulucanas. en 1991	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) con Chulucanas. en 1992	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) con Chulucanas. en 1993
VP	1591.0	1597.7	1597.3	1596.8	1596.5	1596.3	1596.1
CASO	Desarrollo de S.E. Chulucanas. Aislado	Desarrollo de S.E. Chulucanas. Hasta 1987	Desarrollo de S.E. Chulucanas. Hasta 1988	Desarrollo de S.E. Chulucanas. Hasta 1989	Desarrollo de S.E. Chulucanas. Hasta 1990	Desarrollo de S.E. Chulucanas. Hasta 1991	Desarrollo de S.E. Chulucanas. Hasta 1992
VP	7.8	0.4	0.5	0.9	1.1	1.2	2.3
VP Total	1598.8	1598.1	1597.8	1597.7	1597.6	1597.5	1598.4

(1) El S.E. Centro-Norte está conformado por las cargas que van desde Ayacucho hasta Piura.

VP. Valor Presente en millones de dólares.

A.4 Determinar el desarrollo del S.E. de Talara.

Para definir el desarrollo más adecuado del S.E. de Talara se consideró el análisis de las alternativas siguientes:

- a. Desarrollo del S.E. Centro-Norte sin considerar el S.E. de Talara.

Desarrollo aislado del S.E. de Talara

- b. Interconexión del S.E. de Talara con el S.E. Centro-Norte.

- b.1 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando integrado el S.E. de Talara el año 1988.

Desarrollo del S.E. de Talara hasta 1987.

- b.2 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando integrado el S.E. de Talara el año 1989.

Desarrollo del S.E. de Talara hasta 1988.

b.3 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando integrado el S.E. de Talara el año 1990.

Desarrollo del S.E. de Talara hasta el año 1989.

b.4 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando integrado el S.E. de Talara el año 1991.

Desarrollo del S.E. de Talara hasta el año 1990.

b.5 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando integrado el S.E. de Talara el año 1992.

Desarrollo del S.E. de Talara hasta el año 1991.

En análisis del desarrollo aislado del S.E. de Talara considera la implementación de la generación ac - tual mediante grupos térmicos Die - sel, turbinas a gas de 20 MW, gru - por térmicos de ciclo combinado de 30 y 60 MW, o una combinación de - dichos grupos. El combustible utilizado es el gas, cuyo precio es 2.95 \$/1000 pies cúbicos (PETROPERU S.A.).

Los resultados del análisis para determinar el desarrollo más adecuado del S.E. de Talara, expuestos en el cuadro # 5.4, muestran que es más económico la interconexión con el S.E. Centro-Norte el año 1988. Sin embargo, la diferencia con la alternativa es considerar el año 1989 es mínima.

Teniendo en cuenta el resultado de la interconexión del S.E. de Piura para el año 1988 y el nivel preliminar de la línea de transmisión Piura-Talara, se determina como desarrollo más adecuado del S.E. de Talara a su interconexión con el S.E. Centro-Norte el año 1989.

Asimismo, para asegurar el suministro eléctrico de S.E. de Talara -

es necesario la implementación de un grupo Diesel de 10 MW el año 1988, la cual pasaría a ser reserva el año 1989 con la interconexión

La conveniencia de instalar este grupo debe ser revisada en función a los requerimientos de confiabilidad de PERTROPERU S.A.

CUADRO # 5.4

A.4 DETERMINACION DEL AÑO DE INTERCONEXION DEL S. E. TALARA

Alternativa	a	b.1	b.2	b.3	b.4	b.5
CASO	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) sin considerar Talara	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) con Talara en 1988	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) con Talara en 1989	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) con Talara en 1990	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) con Talara en 1991	Desarrollo de S.E. Centro - Norte (1) con Talara en 1992
VP	1591.0	1703.3	1697.9	1696.4	1696.1	1692.3
CASO	Desarrollo de S.E. Talara Aislado	Desarrollo de S.E. Talara Hasta 1987	Desarrollo de S.E. Talara Hasta 1988	Desarrollo de S.E. Talara Hasta 1989	Desarrollo de S.E. Talara Hasta 1990	Desarrollo de S.E. Talara Hasta 1991
VP	164.3	22.5	29.6	36.0	38.0	45.1
VP Total	1755.3	1725.8	1727.5	1732.4	1734.1	1737.4

(1) El S.E. Centro - Norte está conformado por las cargas que van desde Ayacucho hasta Piura.

VP- Valor Presente en millones de dólares.

A.5 Determinar el desarrollo del S.E. de Tumbes

El análisis efectuado para determinar el desarrollo más adecuado del S.E. de Tumbes contempló la evaluación de las siguientes alternativas:

a. Desarrollo del S.E. Centro-Norte sin considerar el S.E. Tumbes.

Desarrollo aislado del S.E. Tumbes.

b. Interconexión del S.E. Tumbes con el S.E. Centro-Norte.

b.1 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando integrado el S.E. Tumbes el año 1991.

Desarrollo del S.E. Tumbes hasta el año 1990.

b.2 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando integrado el S.E. Tumbes el año 1993.

Desarrollo del S.E. Tumbes hasta el año 1992.

b.3 Desarrollo del S.E. Centro-Nor-
te considerando integrado el -
S.E. Tumbes el año 1995.

Desarrollo del S.E. Tumbes hasta
el año 1994.

b.4 Desarrollo del S.E. Centro-Nor-
te considerando integrado el -
S.E. Tumbes el año 1997.

Desarrollo del S.E. Tumbes hasta
el año 1996.

Para el análisis del desarrollo -
aislado del S.E. Tumbes se considerá
la implementación de grupos térmi
cos Diesel, a carbón o una combina
ción de dichos grupos.

De los resultados que se muestran
en el cuadro # 5.5, la alternativa
más económica es la que considera
un desarrollo aislado del S.E. Tumbes
en base a la implementación bá
sicamente de grupos térmicos a carbon
bón. La alternativa que considera
la interconexión del S.E. Tumbes -
el año 1991 es la siguiente más e
conómica junto con la interconexión

CUADRO # 5.5

A.5 DETERMINACION DEL AÑO DE INTERCONEXION DEL S. E. TUMBES

	a	b.1	b.2	b.3	b.4
CASO	Desarrollo del S.E. Centro - Norte (1) sin considerar Tumbes	Desarrollo del S.E. Centro - Norte (1) con Tumbes en 1991	Desarrollo del S.E. Centro - Norte (1) con Tumbes en 1993	Desarrollo del S.E. Centro - Norte (1) con Tumbes en 1995	Desarrollo del S.E. Centro - Norte (1) con Tumbes en 1997
VP	1697.9	1725.5	1720.3	1719.0	1718.0
CASO	Desarrollo del S.E. Tumbes Aislado	Desarrollo del S.E. Tumbes hasta 1990	Desarrollo del S.E. Tumbes hasta 1992	Desarrollo del S.E. Tumbes hasta 1994	Desarrollo del S.E. Tumbes hasta 1994
VP	43.4 (2) 39.4 (3)	12.6	18.4	20.7	24.1
VP Total	1740.3 1737.3	1738.1	1738.7	1739.7	1742.9

(1) El S.E. Centro - Norte está conformado por las cargas que van desde Ayacucho hasta Talara.

VP Valor Presente en millones de dólares

(2) Desarrollo del S.E. Tumbes aislado utilizando grupos térmicos Diesel

(3) Desarrollo del S.E. Tumbes aislado utilizando grupos térmicos a carbón y Diesel.

el año 1993, las cuales tienen mí
ni
ma diferencia.

Debido a que las minicentrales tér
m
micas a carbón están a nivel de es
t
udios de prefactibilidad en cuanto
a la cantidad y calidad de reservas
de carbón, el rango de error proba-
ble es alto, por lo cual deberán -
continuar con los estudios para e
v
valuarlos en forma más precisa.

Asimismo, teniendo en cuenta que la
integración del S.E. Tumbes al S.E.
Centro-Norte, dependerá de la pre -
via interconexión del S.E. Piura el
año 1988 y del S.E. Talara el año -
1989, que el nivel de estudios de -
la línea de transmisión Talara - -
Tumbes se encuentra a nivel prelimi
n
nar, se determina como desarrollo
más adecuado del S.E. Tumbes la in-
terconexión al S.E. Centro-Norte el
año 1993.

Es necesario la implementación de
3 grupos Diesel de 2.5 MW el año -
1987 y otro de 2.5 MW el año 1991,

para asegurar el suministro eléctrico de S.E. Tumbes.

También, es importante mencionar - que si no se realiza la interconexión del S.E. Tumbes hasta el año 1995, la mejor alternativa será realizar un desarrollo aislado de dicho sistema eléctrico.

Del análisis realizado en al determinación del desarrollo más adecuado de los Sistemas Eléctricos Aislados y del Sistema Eléctrico Centro-Norte, la secuencia más adecuada de implementación de proyectos para la alternativa básica A es la que se muestra en los cuadros # 5.6 y 5.7.

CUADRO # 5.6

IMPLEMENTACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS

ALTERNATIVA BASICA A

AÑO	PROYECTO	POTENC. INSTAL. (MW)	POTEN. GARAN. (MW)	ENERG. (GWH)	NIVEL
1988	C.H. Carhuaquero	78	78	556	Construcción
1989	Afianzamiento Yuracmayo	-	26	84	E.Definitivo
1991	Derivación + Pondaje Quitaracsa	-	53	215	Factibilid.
1992	Ampliación C.H. Cañón del Pato	60	28	221	Factibilid.
	Regulación Lago Junín	-	-	199	Definitivo
1993	C.H. Jicamarca	67	47	269	Factibilid.
1994	C.H. Yuncán	126	126	881	Definitivo
	Afianzamiento Yaupi	-	28	2	Definitivo
1995	C.H. Mayush	100	84	695	Definitivo
1996	C.H. Quitaracsa	180	180	835	Pre-Factib.
1997	Ampliación C.H. Carhua quero	47	47	243	Preliminar
1998	C.H. Chaglla	324	324	2245	Pre-Fact.
2000	C.H. Huaura	186	186	1148	Pre-Fact.
2002	C.H. Puerto Prado-1	443	443	3800	Preliminar
2004	C.H. Puerto Prado-2	591	591	4689	Preliminar
2007	C.H. Puerto Prado-3	591	591	2744	Preliminar
2009	C.H. Sumabeni-1	607	607	4773	Preliminar
2010	C.H. Sumabeni-2	486	486	1898	Preliminar

CUADRO # 5.7

IMPLEMENTACION DE PROYECTOS TERMICOS

ALTERNATIVA BASICA A

AÑO	PROYECTO	POTEN. INSTAL (MW)	POTEN. EFFECT. (MW)	NIVEL
1991	Turbina a Gas (1 unidad)	50	50	Proyecto
1992	Turbina a Gas (1 unidad)	50	50	Proyecto
1993	Turbina a Gas (1 unidad)	50	50	Proyecto
1995	Turbina a Gas (1 unidad)	50	50	Proyecto
1997	Turbina a Gas (2 unid.)	100	100	Proyecto
1999	Turbina a Vapor (1 unidad)	150	150	Proyecto
2001	Turbina a Vapor (1 unidad)	150	150	Proyecto
2003	Turbina a Gas (1 unidad)	100	100	Proyecto
2006	Turbina a Gas (1 unidad)	100	100	Proyecto

Alternativa Básica B

La alternativa básica B. considera la implementación del proyecto energético del Gas Natural de Zorritos.

La fecha más próxima de entrada en operación de dicho proyecto es el año 1992.

En el análisis de esta alternativa se consideran los resultados obtenidos en la alternativa básica A, en lo referente al desarrollo de los Sistemas Eléctricos Aislados de Piura, Talara, Paíta y Chulucanas; integrados al Sistema Eléctrico Centro-Norte los años 1988, 1898, 1990 y 1992, respectivamente.

Las alternativas consideradas para el análisis de la implementación de la Central Térmica a Gas Natural de Zorritos son:

B.1 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando la C.T. a Gas de Zorritos el año 1992, e ingrado el S.E. de Tumbes el - año 1992.

B.2 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando la C.T. a Gas de Zorritos el año 1993, e ingrado el S.E. de Tumbes el - año 1993.

B.3 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando la C.T. a Gas de Zorritos el año 1994, e integrando el S.E. de Tumbes el año 1993.

B.4 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando la C.T. a Gas de Zorritos el año 1995, e integrando el S.E. de Tumbes el año 1993.

Los resultados del análisis de alternativas, se muestran en el cuadro # 5.8, el desarrollo -

CUADRO # 5.8

B. DETERMINACION DE LA IMPLEMENTACION DE LA CENTRAL TERMICA A GAS NATURAL DE ZORRITOS

Alternativa	B.1	B.2	B.3	B.4
CASO	Desarrollo del S.E. Centro - Norte (1) con C.T. Zorritos 1992 Tumbes 1992	Desarrollo del S.E. Centro - Norte (1) con C.T. Zorritos 1993 Tumbes 1993	Desarrollo del S.E. Centro - Norte (1) con C.T. Zorritos 1994 Tumbes 1993	Desarrollo del S.E. Centro - Norte (1) con C.T. Tumbes 1995 Tumbes 1993
VP	1697.5	1701.2	1705.4	1708.7

VP - Valor presente en millones de dólares

(1) - El s.E. Centro - Norte, incluye la integración de los S.E. Piura - Sullana (1988), Paita (1990), Chulucanas (1992) y Talara (1989).

más adecuado considera la implementación de la C.T. a Gas de Zorritos el año 1992, e integrando el Sistema Eléctrico de Tumbes al Sistema Eléctrico Centro-Norte el mismo año.

La secuencia más adecuada de implementación de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos se muestran en los cuadros # 5.9 y 5.10.

CUADRO # 5.9

IMPLEMENTACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS

ALTERNATIVA BASICA B

AÑO	PROYECTO	POTEN. INSTAL. (MW)	POTEN. GARAN. (MW)	ENER GIA GWH	NIVEL
1988	C.H. Carhuaquero	78	78	556	Construc.
1989	Afianzamiento Yuracmayo	-	20	84	Definit.
1991	Derivación + Pondaje Quitaracsa	-	53	215	Factib.
	Ampliación Cañón del Pato	60	28	221	Factib.
1992	Regulación Lago Junín	-	-	199	Definit.
1994	C.H. Yuncán	126	126	881	Definit.
	Afianzamiento Yaupi	-	28	2	Definit.
1996	C.H. Quitaracsa	180	180	835	Prefact.
1997	C.H. Mayush	100	84	695	Definit.
1998	C.H. Chaglla	324	324	2245	Prefact.
2000	C.H. Huaura	186	186	1148	Prefact.
2002	C.H. Puerto Prado 1	443	443	3800	Prelimi.
2004	C.H. Puerto Prado 2	591	591	4689	Prelimi.
2007	C.H. Puerto Prado 3	591	591	2744	Prelimi.
2009	C.H. Sumabeni 1	607	607	4773	Prelimi.
2010	C.H. Sumabeni 2	486	486	1898	Prelimi.

CUADRO # 5.10

IMPLEMENTACION DE PROYECTOS TERMICOS

ALTERNATIVA BASICA B

ANO	PROYECTO	POTEN. INSTAL. (MW)	POTENC. EFECT. (MW)	NIVEL
1992	C.T. Zorritos (1 unid.)	100	100	Prefactibilidad
1993	C.T. Zorritos (1 unid.)	100	100	Prefactibilidad
1995	Turbina a Gas (1 unid.)	100	100	Proyecto
	Turbina a Gas (1 unid.)	50	50	Proyecto
1997	Turbina a Gas (1 unid.)	100	100	Proyecto
	Turbina a Gas (1 unid.)	50	50	Proyecto
1999	Turbina a Gas (2 unid.)	50	50	Proyecto
2001	Turbina a Vapor (1 unidad)	150	150	Proyecto
2003	Turbina a Gas (1 unid.)	100	100	Proyecto
2006	Turbina a Gas (1 unid.)	100	100	Proyecto

Alternativa Básica C

La alternativa básica C considera la implementación del proyecto de la Central Hidroeléctrica de Olmos, que forma parte del proyecto de propósito múltiple de Olmos (higroenergético e irrigación).

La fecha mínima de implementación de la Central Hidroeléctrica de Olmos es el año 1998.

En el análisis de estas alternativa se consideran los resultados obtenidos en la alternativa básica A, en lo referente al desarrollo de los Sistemas Eléctricos Aislados de Piura, Talara, Paita, Chulucanas y Tumbes, integrados al Sistema Eléctrico Centro-Norte los años 1988, 1989, 1990, 1992 y 1993 respectivamente.

Las alternativas consideradas para el análisis de la implementación de la Central Hidroeléctrica de Olmos son:

C.1 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando la implementación - de la C.H. de Olmos el año 1998.

C.2 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando la implementación - de la C.H. de Olmos el año 1999.

C.3 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando la implementación de la C.H. de Olmos el año 2000.

C.4 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando la implementación de la C.H. de Olmos el año 2001.

C.5 Desarrollo del S.E. Centro-Norte considerando la implementación de la C.H. de Olmos el año 2002.

De los resultados del análisis que se muestran en el cuadro # 5.11, la alternativa más adecuada es la que considera la implementación de la - Central Hidroeléctrica de Olmos el año 1998.

CUADRO # 5.11

C. DETERMINACION DE LA IMPLEMENTACION DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA OLMOS

Alternativa	C.1	C.2	C.3	C.4	C.5
CASO	Desarrollo del S.E. Centro - Norte (1) con C.H. Olmos en 1998	Desarrollo del S.E. Centro - Norte (1) con C.H. Olmos en 1999	Desarrollo del S.E. Centro - Norte (1) con C.H. Olmos en 2000	Desarrollo del S.E. Centro - Norte (1) con C.H. Olmos en 2001	Desarrollo del S.E. Centro - Norte (1) con C.H. Olmos en 2002
VP	1724.6	1728.5	1733.7	1739.1	1747.4

VP - Valor presente en millones de dólares

(1) - El S.E. Centro - Norte incluye la integración de los S.E. Piura - Sullana (1988), Paita (1990), Chulucanas (1992), Talara (1989) y Tumbes (1993).

La secuencia más adecuada de implementación de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos se muestran en los cuadros # 5.12 y 5.13.

CUADRO # 5.12

IMPLEMENTACION DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS

ALTERNATIVA BASICA C

AÑO	PROYECTO	POTENC. INSTALAD. MW	POT. GARANT. MW	ENERG. GWH	NIVEL
1988	C.H. Carhuaquero	78	78	556	Construcción
1989	Afianzamiento - Yuracmayo	-	-	-	Definitivo
1991	Derivación + Pon- daje Quitaracsa	-	53	215	Factibilidad
1992	Regulación Lago Junín.	-	-	199	Definitivo
	Ampliación Cañón del Pato	60	28	221	Factibilidad
1993	C.H. Jicamarca	67	67	269	
1994	C.H. Yuncan	126	126	881	Definitivo
	Afianzamiento Yaupi	-	28	2	Definitivo
1995	C.H. Mayush	100	84	695	Definitivo
1966	C.H. Quitaracsa	180	180	835	Prefactibilidad
1997	Ampliación C.H. Carhuaquero	47	47	243	Prefactibilidad
1998	C.H. Olmos 1.1	200	200	670.1	Factibilidad
1999	C.H. Olmos 2.1	216	216	726.2	Factibilidad
2000	C.H. Olmos 1.2	100	100	393.5	Factibilidad
	C.H. Olmos 2.2	108	108	479.2	Factibilidad
2002	C.H. Chag	324	324	2245	Prefactibilidad
2004	C.H. Puerto Prado 1	443	443	3800	Preliminar
2005	C.H. Puerto Prado 2	591	591	4689	Preliminar
2008	C.H. Puerto Prado 3	591	591	2744	Preliminar

CUADRO # 5.13

IMPLEMENTACION DE PROYECTOS TERMICOS

ALTERNATIVA BASICA C

AÑO	PROYECTO	POTENC. INSTALAD. MW	POTENC. EFECT. MW	NIVEL
1991	Turbina a gas (1 unidad)	50	50	Proyecto
1992	Turbina a gas (1 unidad)	50	50	Proyecto
1993	Turbina a gas (1 unidad)	50	50	Proyecto
1995	Turbina a gas (1 unidad)	50	50	Proyecto
1997	Turbina a gas (2 unidades)	100	100	Proyecto
1998	Turbina a vapor (1 uni - dad)	150	150	Proyecto
2001	Turbina a gas (1 unidad)	50	50	Proyecto
2003	Turbina a gas (1 unidad)	100	100	Proyecto
2009	Turbina a vapor (1 uni- dad)	150	150	Proyecto
	Turbina a gas (1 unidad)	50	50	Proyecto

5.2.2 Alternativa Más Adecuada

Del análisis de alternativas, realizado en el ítem 5.2.1, se tienen las secuencias de implementación de proyectos de cada alternativa básica.

Los valores presentes de los costos asociados a cada alternativa básica son:

ALTERNATIVA BASICA	Generación Mio \$	Generación Transmisión Mio \$
A. Sin incluir proyectos multisectoriales	1778.5	2219.6
B. Incluyendo el proyecto del Gas Natural de zorritos.	1697.5	2169.3
C. Incluyendo el proyecto de propósito múltiple de Olmos.	1724	2124.4

La alternativa más económica es la alternativa básica C, pero la experiencia en el Perú de desarrollar un proyecto de la magnitud de Olmos, ha sido negativa. Debido a la imprecisión de

los costos de las obras comunes de las represas de Limón y Tabaconas.

La experiencia en el Perú en el desarrollo de este tipo de obras, es el proyecto de propósito múltiple de Majes (sur del Perú) implementado parcialmente, el cual ha sido paralizado por dificultades de tipo financiero y por las evaluaciones económicas realizadas posteriormente, las cuales han sido concluyentes para su paralización; y que han dado como resultado, que las tierras aprovechables del proyecto sean una de las costosas del mundo.

Estas consideraciones hacen que no se pueda tomar esta alternativa como la más adecuada. Pero se realizará el cálculo de que cantidad de las obras comunes puede absorber el sector energía, en el caso de que se implemente el proyecto Olmos.

La alternativa más económica siguiente es la alternativa básica B, que incluye el desarrollo del proyecto del Gas Natural de Zorritos. En este caso, la indefinición de saber la cantidad de reservas por no haber realizado los estudios correspondientes a un nivel definitivo, hacen imposible predecir con exactitud el precio del gas.

Debido a esta consideración hace que no se pueda tomar esta alternativa como la más adecuada.

La alternativa básica A, es la más costosa de las analizadas, pero no tienen ningún proyecto con las indefiniciones de las alternativas anteriores. De tal manera que se adopta esta alternativa como la más adecuada.

Es importante mencionar, que el planteamiento del futuro es un proceso dinámico y depende de como se van superando los problemas técnicos, financieros y económicos del país.

Por esta razón, la definición de la alternativa más adecuada, no supone una solución rígida al problema del futuro energético del país. Esta alternativa será modificada en el futuro de acuerdo a las decisiones que se vayan tomando, debido a factores técnicos, económicos, financieros y políticos.

5.2.3 Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad se realizará de la alternativa más adecuada de desarrollo del Sistema Eléctrico Centro-Norte definida en el punto 5.2.2.

Las sensibilidades que se realizarán son:

- Eliminación del Proyecto Regulación del Lago Junín.
- Inclusión del Proyecto de Embalse de Recreta por el Proyecto Regulación del Lago Junín.
- Adelanto de la C.H. Mayush y retraso de la C.H. Yuncan.
- Reemplazo de la C.H. Chaglla por una Central Nuclear de 300 MW.
- Reemplazo de las Centrales Hidroeléctricas del Rio Ene (puerto Prado y Sumabeni) por un programa de desarrollo de Centrales Nucleares.

En el cuadro # 5.14, se muestran los resultados del análisis de sensibilidad.

CUADRO # 5.14

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LA ALTERNATIVA MAS ADECUADA DE DESARROLLO DEL SISTEMA

ELECTRICO CENTRO - NORTE

ALTERNATIVAS ANALIZADAS	ALTERNATIVA BASICA 1 MAS ADECUADA	SIN LAGO JUNIN	ON RECRETA Y SIN LAGO JUNIN	MAYUSH ANTES QUE YUNCAN	NUCLEAR	
					SIN C.H. CHAGLLA	SIN PROYECTO RIO ENE

CENTRALES HIDROELECTRICAS - AÑO DE IMPLEMENTACION

C.H. Restitución	1985	1985	1985	1985	1985	1985
C.H. Carhuaquero	1988	1988	1988	1988	1988	1988
Afianzamiento Yuracmayo	1989	1989	1989	1989	1989	1989
Deriv. + Pondaje Quitaracasa	1991	1991	1991	1991	1991	1991
Ampliación Cañón del Pato	1992	1992	1992	1992	1992	1992
Regulación. Lago Junín	1992	-	-	1992	1992	1992
Embalse de Recreta	-	-	1992	-	-	-
C.H. Jicamarca	1993	1993	1993	1993	1993	1993

Continuación..

..Continuación

ALTERNATIVAS ANALIZADAS	ALTERNATIVA BASICA 1 MAS ADECUADA	SIN LAGO JUNIN	CON RECRETA Y SIN LAGO JUNIN	MAYUSH ANTES QUE YUNCAN	NUCLEAR	
					SIN C.H. CHAGLLA	SIN PROYECTO RIO ENE

CENTRALES HIDROELECTRICAS - AÑO DE IMPLEMENTACION

C.H. Yuncan	1994	1994	1994	1995	1994	1994
C.H. Mayush	1995	1995	1995	1994	1995	1995
C.H. Quitaracsa	1996	1996	1996	1996	1996	1996
Ampliación Carhuaquero	1997	1997	1997	1997	1997	1997
C.H. Chaglla	1998	1998	1998	1998	-	1998
C.H. Huaura	2000	2000	2000	2000	2000	2000
C.H. Puerto Prado	2002	2002	2002	2002	2002	-
C.H. Sumabeni	2009	2009	2009	2009	2009	-

Continúa....

..Continuación

ALTERNATIVAS ANALIZADAS	ALTERNATIVA BASICA 1 MAS ADECUADA	SIN LAGO JUNIN	CON RECRETA Y SIN LAGO JUNIN	MAYUSH ANTES QUE YUNCAN	NUCLEAR	
					SIN C.H. CHAGLLA	SIN PROYECTO RIO ENE

CENTRALES TERMoeLECTRICAS - NUMERO DE UNIDADES

TG50	4	4	4	4	4	4
TG100	4	4	4	4	4	4
TV150	2	2	2	2	2	2
NUCLEAR 300	-	-	-	-	1	-
NUCLEAR 400	-	-	-	-	-	2
NUCLEAR 600	-	-	-	-	-	3

Continúa....

..Continuación

VALOR PRESENTE MIO \$

TD - 12 %

ALTERNATIVAS ANALIZADAS	ALTERNATIVA BASICA 1 MAS ADECUADA	SIN LAGO JUNIN	CON RECRETA Y SIN LAGO JUNIN	MAYUSH ANTES QUE YUNCAN	NUCLEAR	
					SIN C.H. CHAGLLA	SIN PROYECTO RIO ENE

GENERACION

T.I.C.	0%	1778.5	1793.7	1778.6	1781.5	1852.3	2306.2
T.I.C.	2%	1832.8	1857.6	1837.6	1836.2	1910.4	2452.3

GENERACION Y TRANSMISION

T.I.C.	0%	2219.6	2234.8	2219.7	2221.7	2267.8	2576.0
T.I.C.	2%	2273.9	2298.7	2278.4	2276.4	2325.8	2722.2

TD - Tasa de descuento

TIC - Tasa de incremento de combustible.

5.2.4 Costos Marginales de Expansión de la Alternativa Mas Adecuada

Los costos marginales de expansión constituyen un parámetro importante aplicado en evaluación de proyectos hidroeléctricos, de líneas de transmisión y de interconexión de centros de carga aislados (Sistemas Eléctricos Aislados).

Los resultados de este cálculo se aplicarán en el punto 5.3 para la determinación de la secuencia más adecuada de Sistemas Eléctricos Aislados.

La metodología utilizada para el cálculo se describe a continuación. Partiendo de la información de Mercado Eléctrico, se calculan los incrementos anuales con relación al año anterior de la demanda de energía eléctrica. Para aquellos años en que se preveen interconexiones, se considera sólo el incremento de demanda en la barra respectiva para el año de interconexión y no la demanda global de interconexión de la barra.

Posteriormente, se consideran las inversiones en Centrales Hidroeléctricas, Termoeléctricas y Líneas de Transmisión, acumuladas al año de

entrada en operación. Estas inversiones son anualizadas con una tasa de descuento (12% - para el presente trabajo) según los años de vida útil de los activos.

Asimismo, se consideran los costos de energía no servida. Los costos operativos son los - costos de combustibles de las Centrales Termi cas, así como, los costos de operación y man tenimiento de Centrales Eléctricas, los cua - les se consideran los incrementos (o reduccio nes) con respecto al año anterior.

Se considera el costo de la energía no servi da total anual, la cual es calculada por el - programa WASP versión III.

Para cada año del horizonte, se suman los cos tos operativos, la energía no servida y las - anualidades de la inversión; este resultado - dividido entre el incremento de la demanda de energía respectiva, es el valor incremental, para cada año, de los KWh adicionales de deman da de energía.

El costo marginal de un período dado se halla como una relación entre el valor presente de la serie de costos totales y el valor presente de los incrementos anuales de la demanda de energía.

los incrementos anuales de la demanda de energía.

Para la alternativa más adecuada definida en 5.2.2, se consideró lo siguiente:

Tasa de descuento	12%
Vida Util	
- Centrales Térmicas	25 años
- Centrales Hidroeléctricas	
Obras Civiles	50 años
Obras Electromecánicas	25 años
- Líneas de Transmisión	40 años

Estructuras de Costos - Centrales Hidroeléctricas	
- Obras Civiles	60%
- Obras Electromecánicas	40%
Año Base	1986
Nº de años del período	20 años (1991-2010)

Los datos de proyección de demanda, costos anuales de inversión, costos anuales de combustible y de operación y mantenimiento así como, el cuadro del cálculo de costos marginales para cada año se muestra al final del -- anexo A. Los datos han sido extraídos de -- alternativa más adecuada.

El costo marginal de la energía para el Sistema Eléctrico Centro-Norte es de 3.82 centavos \$/Kwh. Este valor será considerado en el análisis de los Sistemas Aislados.

.3 DEFINICION DE LA ALTERNATIVA MAS ADECUADA DE DESARROLLO DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS AISLADOS

De los Sistemas Eléctricos Aislados considerados en el ítem 4.2, en el presente punto se realizará la definición de la alternativa más adecuada de los siguientes Sistemas Eléctricos Aislados; Chachapoyas, Cajamarca, Pucallpa, Huánuco - Tingo María, Aucayacu, - Tarma - Chanchamayo, Oxapampa - Villarrica y Nazca.

El análisis de los Sistemas Eléctricos Aislados de Piura - Sullana, Chulucanas, Paita, Talara y Tumbes se realizará en el punto 5.2 con el análisis del S.E. Centro-Norte.

D - Sistema Eléctrico de Chachapoyas

La implementación de Proyectos y el análisis económico de las alternativas planteados en el ítem 4.3, se muestran en el cuadro # 5.15.

CUADRO N- 5.15

D. SISTEMA ELECTRICO DE CHACHAPOYAS

AÑO	D.1.a	ALTERNATIVA D.1.b	D.2
1986			
1987			
1988			
1989	CACLIC-I	1GD-0.5	2GD-0.5
1990			
1991		CACLIC-I	
1992			1GD-0.5
1993			
1994			
1995			
1996			2GD-0.5
1997			
1998	CACLIC-II	CACLIC-II	
1999			
2000			
2001	1GD-1.0		
2002			2GD-1.0
2003			
2004			
2005			
TD TIC	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS MIO. \$		
12% 0%	6.5	6.5	6.6
12% 2%	6.8	6.9	7.9

TD - TASA DE DESCUENTO

TIC- TASA DE INCREMENTO DE COSTOS DE COMBUSTIBLE

De los resultados obtenidos, la alternativa más adecuada es la número D.1.a que considera la implementación de la Central Hidroeléctrica de Caclic en dos etapas, la primera etapa se implementará el año 1989 y la segunda etapa el año 1998.

El análisis demuestra que, en el caso de considerar una tasa de incremento del costo de combustible igual a cero; el costo de las alternativas evaluadas es similar; pero, si consideramos un incremento de 2% en el precio del combustible, la alternativa D.1.a, es la más económica.

Asimismo, una postergación en la fecha de implementación de la C.H. de Caclic no ofrece ninguna ventaja económica, al contrario es de costo más elevado de la alternativa más adecuada (alternativa número D.1.a).

E. Sistema Eléctrico de Cajamarca

Los resultados de la evaluación técnico-económica de las alternativas planteadas en 4.2 se muestran en el cuadro # 5.16 expresadas en el valor presente de todos los costos para distintas tasas de descuento (TD) y tasa de incremento del costo de combustible (TIC).

CUADRO N- 5.16-1
E. SISTEMA ELECTRICO DE CAJAMARCA

AÑO	ALTERNATIVA E.1				
	a	b	c	d	e
1986					
1987					
1988					
1989	1GD-2.5	1GD-2.5	1GD-5.0	1GD-2.5	1GD-5.0
1990					
1991					
1992					
1993	2GD-2.5	1GD-5.0	1GD-5.0	2GD-2.5	1GD-5.0
1994					
1995	1GD-2.5	1GD-2.5		1GC-3.0	
1996					
1997					
1998	1GD-2.5	1GD-2.5	1GD-5.0		1GC-3.0
1999	1GD-2.5			1GD-2.5	
2000	1GD-2.5	1GD-5.0		1GD-5.0	
2001					
2002	1GD-2.5	1GD-2.5	1GD-5.0	1GD-2.5	1GD-5.0
2003					
2004					
2005					
TD TIC	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS MIO. \$				
12% 0%	24.2	23.6	24.0	22.6	23.1
12% 2%	30.7	27.8	28.2	26.3	26.0

TD - TASA DE DESCUENTO

TIC- TASA DE INCREMENTO DE COSTOS DE COMBUSTIBLE

CUADRO N- 5.16-2
E. SISTEMA ELECTRICO DE CAJAMARCA

AÑO	ALTERNATIVA E.2		ALTERNATIVA E.3		ALTERNATIVA E.4	
	a	b	a	b	a	b
1986						
1987						
1988						
1989	1GD-2.5	1GD-2.5	1GD-2.5	1GD-2.5	1GD-2.5	1GD-2.5
1990					SECN*	
1991			G.CIEGO		138KV	
1992	PUCLUSH1					SECN*
1993		PUCLUSH1		G.CIEGO		138KV
1994						
1995						
1996			1GD-2.5	1GD-2.5		
1997						
1998						
1999	PUCLUSH2	PUCLUSH2	2GD-5.0	2GD-5.0		
2000						
2001						
2002			1GD-2.5	1GD-2.5		
2003						
2004						
2005						
TD TIC	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS MIO. \$					
12% 0%	21.2	20.8	23.8	21.9	23.7	22.6
12% 2%	21.7	21.2	25.1	24.3	27.2	26.1

TD - TASA DE DESCUENTO

TIC- TASA DE INCREMENTO DE COSTOS DE COMBUSTIBLE

* - INTERCONEXION SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

CUADRO N- 5.16-3

E. SISTEMA ELECTRICO DE CAJAMARCA

AÑO	ALTERNATIVA E.4				
	c	d	e	f	g
1986					
1987					
1988					
1989	1GD-2.5	1GD-2.5	1GD-2.5	1GD-2.5	1GD-2.5
1990			SECN*		
1991			60KV		
1992				SECN*	
1993	SECN*	2GD-5.0		60KV	SECN*
1994	138KV				60KV
1995		SECN*			
1996		138KV			
1997					
1998					
1999					
2000					
2001					
2002					
2003					
2004					
2005					
TD TIC	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS MIO. \$				
12% 0%	22.2	23.2	21.7	21.3	21.0
12% 2%	25.5	26.7	24.9	24.8	24.0

TD - TASA DE DESCUENTO

TIC- TASA DE INCREMENTO DE COSTOS DE COMBUSTIBLE

* - INTERCONEXION SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

Para la evaluación de las alternativas donde se considera la interconexión del S.E. de Cajamarca con el S.E. Centro-Norte, se utilizó como costo incremental de expansión del S.E. Centro-Norte - el valor de 3.82 centavos de dólar por cada KWh interconectado. La forma de obtener este costo incremental se muestra en el ítem 5.2.4.

De los resultados obtenidos, la alternativa más económica, es la alternativa E.2.b, cuyo desarrollo está basado en la implementación de la C.H. de Puclush, cuya primera etapa deberá entrar en servicio el año de 1993. Asimismo, se requiere antes de la fecha de entrada en operación de la C.H. de Puclush, un grupo Diesel de 2.5 MW para 1989.

La alternativa E.4.g, es la interconexión del S.E. de Cajamarca al S.E. Centro-Norte mediante la línea de Guadalupe a Cajamarca a 60 KV, la cual es la segunda alternativa más económica, aunque por ligero margen.

Debido a la incertidumbre respecto a los costos finales de la C.H. de Puclush, los cuales son mayores que los estimados para la línea Guadalupe-Cajamarca. Se define a la alternativa más adecuada a la E.4.g, o sea la interconexión al S.E. Centro-Norte el año 1993.

Los resultados por ser muy cercanos, hacen necesario se realice el estudio de la C.H. de Pucallpa a nivel definitivo, así como los estudios referentes a la línea de interconexión Guadalupe - Cajamarca y el cálculo de los costos marginales de energía primaria y secundaria del S.E. Centro-Norte.

También, se deberán seguir los estudios de evaluación de las reservas de carbón para tener mayor precisión en los costos y tamaño más adecuado de los grupos térmicos que utilizan dicho combustible.

F. Sistema Eléctrico de Pucallpa

Del análisis de alternativas, la más económica es la F.5.b que considera el desarrollo aislado del S.E. de Pucallpa a base de grupos Diesel de 10 MW utilizando como combustible el gas de Aguaytía a partir del año 1990.

Es importante, mencionar que para decidir como la alternativa más adecuada a la alternativa F.5.b se deberá realizar los estudios de factibilidad del aprovechamiento del gas de Aguaytía que confirmen los resultados obtenidos con los estudios preliminares existentes.

CUADRO N- 5.17-1
F. SISTEMA ELECTRICO DE FUCALLPA

AÑO	ALTERNATIVA			
	F.1	F.2	F.3	F.4
1986				
1987				
1988				
1989				
1990				
1991	1GD-10.0	2GD-5.0	1TG-15.0	1CC-25.0
1992				
1993				
1994	1GD-10.0	1GD-5.0		
1995				
1996		1GD-5.0	1GD-5.0	1GD-5.0
1997				
1998	SECN*	SECN*	SECN*	SECN*
1999				
2000				
2001				
2002				
2003				
2004				
2005				
TD TIC	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS MIO. \$			
12% 0%	50.9	55.2	57.3	56.1
12% 2%	60.1	64.2	69.3	66.5

TD - TASA DE DESCUENTO

TIC- TASA DE INCREMENTO DE COSTOS DE COMBUSTIBLE

* - INTERCONEXION SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

CUADRO N- 5.17-2
F. SISTEMA ELECTRICO DE PUCALLPA

AÑO	ALTERNATIVA F.5		
	a	b	c
1986			
1987			
1988			
1989			
1990			
1991	IGD-10.0	IGD-10.0	IGD-10.0
1992			
1993			
1994	IGD-10.0	IGD-10.0	IGD10.0
1995			
1996			
1997			
1998	SECN*	SECN*	SECN*
1999			
2000			
2001			
2002			
2003			
2004			
2005			
TD TIC	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS MIO. \$		
12% 0%	48.4	42.6	52.7
12% 2%	55.5	49.8	59.8

TD - TASA DE DESCUENTO

TIC- TASA DE INCREMENTO DE COSTOS DE COMBUSTIBLE

* - INTERCONEXION SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

El no considerar el aprovechamiento del gas de Aguaytía, se define como alternativa más adecuada la alternativa F.1 que corresponde a un equipamiento en base a 2 grupos Diesel de 10 MW, los cuales, se implementarán los años 1991 y 1994. Asimismo, el año 1998 se considera la interconexión del S.E. de Pucallpa al S.E. Centro Norte, que coincide con la puesta en operación de la C.H. de Chaglla.

En el cuadro # 5.17 se muestran los resultados.

I. Sistema Eléctrico de Tarma - Chanchamayo

Los resultados de la evaluación económica de las alternativas planteadas se muestran en el cuadro 5.18

Para los casos de interconexión al Sistema Eléctrico Centro-Norte se ha considerado un costo de generación de 3.82 centavos de dólar por KWh, que es el costo incremental de expansión del S.E. Centro-Norte.

Los resultados obtenidos muestran que la alternativa más adecuada es la I.2.a que contempla la interconexión al S.E. Centro-Norte, mediante la

CUADRO N- 5.18

I. SISTEMA ELECTRICO DE TARMA-CHANCHAMAYO

AÑO	ALTERNATIVA I.1		ALTERNATIVA I.2			
	a	b	a	b	c	
1986						
1987	1GD-1.0 (1)	1GD-1.0 (1)	1GD-1.0 (1)	1GD-1.0 (1)	1GD-1.0 (1)	
1988						
1989	1GD-1.0 (1)	1GD-1.0 (1)	1GD-1.0 (1)	1GD-1.0 (1)	1GD-1.0 (1)	
1990						
1991	3GD-2.5 (2)	3GD-2.5 (2)	SECN*	3GD-2.5 (2)	3GD-2.5 (2)	
1992	1GD-1.0 (1)	1GD-1.0 (1)				
1993				SECN*		
1994	1GD-2.5 (2)	1GD-2.5 (2)			SECN*	
1995	1GD-1.0 (1)	1GD-2.5 (1)V				
1996						
1997	1GD-2.5 (2) 1GD-1.0 (1)	1GD-2.5 (2)				
1998						
1999	1GD-1.0 (1)					
2000						
2001	1GD-2.5 (2) 1GD-1.0 (1)	1GD-2.5 (2)				
2002		1GD-2.5 (1)				
2003	1GD-1.0 (1)					
2004						
2005						
TD TIC VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS MIO. \$						
12%	0%	24.6	25.2	19.8	22.9	22.6
12%	2%	28.7	29.4	21.9	25.1	24.8

TD - TASA DE DESCUENTO

TIC- TASA DE INCREMENTO DE COSTOS DE COMBUSTIBLE

* - INTERCONEXION SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

(1)- GRUPOS A INSTALARSE EN CHANCHAMAYO

(2)- GRUPOS A INSTALARSE EN TARMA

Línea de Transmisión Oroya - Tarma - Chanchamayo, el año 1991. Adicionalmente se prevee implementar dos grupos Diesel de 1 MW cada uno a instalarse en Chanchamayo los años 1987 y 1989.

J. Sistema Eléctrico Oxapampa - Villarrica

La implementación de proyectos y los resultados de la evaluación económica de las alternativas planteadas se muestran en el cuadro # 5.19.

El costo de generación considerado para los casos de interconexión es de 3.82 centavos de dólar por KWh.

De los resultados obtenidos se define como alternativa más adecuada a la alternativa J.3.a, que considera la implementación de dos grupos Diesel el año 1987 (0.5 MW a ubicarse en Oxapampa y -- 1.0 MW a ubicarse en Villarrica) y la interco - nexión con el Sistema Eléctrico Centro-Norte el año 1998 mediante un esquema de transmisión en 33 KV, que comprende las líneas de transmisión Yaupi-Villarrica y Yaupi-Oxapampa.

CUADRO N- 5.19-1

J. SISTEMA ELECTRICO DE OXAPAMPA-VILLARRICA

AÑO	ALTERNAT. J.1	ALTERNATIVA J.2			
		a	b	c	d
1986					
1987	1GD-0.5 (1)	1GD-0.5 (1)	1GD-0.5 (1)	1GD-0.5 (1)	1GD-0.5 (1)
	2GD-1.0 (2)	1GD-1.0 (2)	1GD-1.0 (2)	2GD-1.0 (2)	2GD-1.0 (2)
1988		SECN* 138KV-1 60KV-2	SECN* 138KV-1 33KV-2		
1989					
1990	1GD-0.5 (1)			SECN* 138KV-1 60KV-2	SECN* 138KV-1 33KV-2
	1GD-1.0 (2)				
1991					
1992					
1993				SECN*	
1994	1GD-1.0 (2)				
1995					
1996					
1997	1GD-0.5 (1)				
1998					
1999					
2000	1GD-0.5 (1)				
	1GD-1.0 (2)				
2001					
2002					
2003					
2004					
2005					

TD	TIC	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS MIO. \$				
12%	0%	10.9	9.2	8.6	9.7	9.3
12%	2%	12.1	10.0	9.4	10.5	10.0

TD - TASA DE DESCUENTO

TIC- TASA DE INCREMENTO DE COSTOS DE COMBUSTIBLE

* - INTERCONEXION SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

(1)- GRUPOS A INSTALARSE EN OXAPAMPA

(2)- GRUPOS A INSTALARSE EN VILLARRICA

CUADRO N- 5.19-2

J. SISTEMA ELECTRICO DE OXAPAMPA-VILLARRICA

AÑO	ALTERNATIVA J.2		ALTERNATIVA J.3		
	e	f	a	b	c
1986					
1987	1GD-0.5 (1)	1GD-0.5 (1)	1GD-0.5 (1)	1GD-0.5 (1)	1GD-0.5 (1)
	2GD-1.0 (2)	2GD-1.0 (2)	1GD-1.0 (2)	1GD-1.0 (2)	2GD-1.0 (2)
1988			SECN* 33KV		
1989					
1990	1GD-0.5 (1)	1GD-0.5 (1)		SECN* 33KV	1GD-0.5 (1)
	1GD-1.0 (2)	1GD-1.0 (2)			1GD-1.0 (2)
1991					
1992	SECN* 138KV-1 60KV-2	SECN* 138KV-1 33KV-2			SECN* 33 KV
1993					
1994					
1995					
1996					
1997					
1998					
1999					
2000					
2001					
2002					
2003					
2004					
2005					
TD TIC	VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS MIO. \$				
12% 0%	10.4	10.0	6.3	7.4	8.6
12% 2%	11.0	10.9	7.1	8.3	9.2
TD	TASA DE DESCUENTO				
TIC	TASA DE INCREMENTO DE COSTOS DE COMBUSTIBLE				
*	INTERCONEXION SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE				
(1)	GRUPOS A INSTALARSE EN OXAPAMPA				
(2)	GRUPOS A INSTALARSE EN VILLARRICA				

K. Sistema Eléctrico de Nazca

De los resultados obtenidos de la evaluación técnico-económica de las alternativas planteadas - (cuadro # 5.20 resulta más conveniente la integración del Sistema Eléctrico de Nazca al Sistema Eléctrico Centro-Norte (alternativa K.2.a) mediante la Línea de Transmisión Marcona-Nazca en 60 KV el año 1989, año mínimo estimado para la puesta en operación de la línea.

Para la interconexión se utiliza 3.82 centavos - de dólar como costo incremental de expansión del S.E. Centro-Norte.

Adicionalmente, para la cobertura del incremento de demanda, antes de la interconexión, se requiere la implementación de un grupo Diesel de 1.0 MW para el año 1987.

CUADRO N- 5.20
K. SISTEMA ELECTRICO DE NAZCA

AÑO	ALTERNATIVA K.1	ALTERNATIVA K.2			
		a	b	c	
1986					
1987	IGD-1.0	IGD-1.0	IGD-1.0	IGD-1.0	
1988					
1989	IGD-1.0	SECN*	IGD-1.0	IGD-1.0	
1990					
1991					
1992					
1993	IGD-1.0		SECN*	IGD-1.0	
1994					
1995					
1996	IGD-1.0			SECN*	
1997					
1998					
1999					
2000					
2001	IGD-1.0				
2002					
2003					
2004					
2005					
TD TIC		VALOR PRESENTE DE LOS COSTOS MIO. \$			
12%	0%	11.3	8.7	9.4	9.8
12%	2%	12.9	8.8	9.7	10.5

TD - TASA DE DESCUENTO

TIC- TASA DE INCREMENTO DE COSTOS DE COMBUSTIBLE

* - INTERCONEXION SISTEMA ELECTRICO CENTRO-NORTE

C O N C L U S I O N E S

Las conclusiones , del presente trabajo son las siguien
tes:

1. Del análisis realizado sobre el plan de desarrollo - del Sistema Eléctrico Centro-Norte, la integración - más adecuada de Sistemas Eléctricos Aislados es la - siguiente:

<u>Sistema Eléctrico</u>	<u>Año</u>
Piura	1988
Paita	1990
Talara	1989
Tumbes	1993
Chulucanas	1992
Cajamarca	1993
Pucallpa	1998
Tarma-Chachamayo	1991
Oxapampa - Villarrica	1988
Nazca	1989

El Programa de equipamiento propuesto incluye:

<u>Central Hidroeléctrica</u>	<u>Año</u>
Carhuaquero	1988
Jicamarca	1993
Yuncan	1994
Mayush	1995
Quitaracsa	1996
Chaglla	1998
Huaura	2000
Puerto Prado	2002
Sumabeni	2009
<u>Afianzamientos o Ampliaciones</u>	<u>Año</u>
Afianzamiento Yuracmayo	1989
Derivación y Pondaje Quitaracsa	1991
Regulación Lago Junín	1992
Ampliación Cañón del Pato	1992
Afianzamiento Yaupi	1994
Ampliación Carhuaquero	1997

<u>Centrales Termoeléctricas</u>	<u>Año</u>
Turbina a Gas - 50 MW	1991
Turbina a Gas - 50 MW	1992
Turbina a Gas - 50 MW	1993
Turbina a Gas - 50 MW	1995
Turbina a Gas -100 MW	1997
Turbina a Gas -100 MW	1997
Turbina a Vapor -150 MW	1999
Turbina a Vapor -150 MW	2001
Turbina a Gas -100 MW	2003
Turbina a Gas -100 MW	2006

<u>Líneas de Transmisión</u>	<u>Año</u>
Chiclayo - Piura	1988
La Oroya.- Tarma - Chanchamayo	1988
Piura - Talara	1989
Ica - Nazca	1989
Piura - Paita	1990
Chiclayo - Guadalupe - Trujillo	1991
Chimbote - Paramonga	1991
Paramonga - Lima	1991
Huancayo - Oxapampa - Villarrica	1991
Piura - Chulucanas	1992
Talara - Tumbes	1993
Guadalupe - Cajamarca	1993
Jicamarca - Lima	1993

<u>Línea de Transmisión</u>	<u>Año</u>
Yuncán - La Oroya	1994
La Oroya - Pachachaca	1994
Pachachaca - Lima	1994
Mayush - Paramonga	1995
Quitarcasa - Chimbote	1996
Lima - Paramonga	1996
Paramonga - Chimbote	1996
Mantaro - Pachachaca	1996
Piura - Talara	1997
Mantaro - Independencia	1997
Independencia - Lima	1997
Independencia - Ica	1997

<u>Línea de Transmisión</u>	<u>Año</u>
Chaglla - Paramonga	1998
Huánuco - Pucallpa	1998
Piura - Chiclayo	1999
Trujillo - Chimbote	1999
Huaura - Huacho	2000
Chaglla - Cerro de Pasco	2000
Puerto Prado - Lima	2002
Chiclayo - Trujillo	2003
La Oroya - Pachachaca	2003
Chimbote - Paramonga	2006
Puerto Prado - Lima	2007
Sumabeni - Lima	2009

2. Es vital mantener un constante proceso de actualización de la base de datos, principalmente proyectos de centrales hidroeléctricas, la cual deberá ser alimentada por nuevos estudios sobre proyectos específicos. El tener déficit de estudios es causa principal de que se disponga de pocas alternativas para definir el programa más adecuado de proyectos y de que en algunos casos se incurra en la comparación de proyectos con diferentes niveles de estudios.

3. El problema de determinar un plan de desarrollo para un Sistema Eléctrico, depende de unas variables que responden a un patrón de comportamiento y que pueden definirse como aleatorias; y de otras variables que no tienen ningún patrón de comportamiento.

Las variables de tipo aleatorio son aquellas cuyo resultado es la consecuencia de un número de causas independientes entre sí que combinan y al final se comportan como un fenómeno al azar, estas son la demanda y la hidrología.

Independiente de la metodología utilizada en la previsión de demanda, ella esta basada en suposiciones y criterios cuya validez puede variar con el tiempo.

También, pueden existir causas que afectan a la demanda y no son consideradas en la metodología utilizada en la proyección.

El resultado es que rara vez una previsión se cumple; luego de contrastar proyecciones con demandas reales observadas, se comprueba que la probabilidad de error es mayor cuando menor es la cantidad de años estadísticos tomados como base para la proyección o cuando el período de proyección es más largo.

La información hidrológica utilizada se basa en producciones esperadas del conjunto de plantas hidroeléctricas para diferentes condiciones hidrológicas. La probabilidad de que las producciones reales se ajusten a las esperadas depende fundamentalmente de cuan bien definidas se encuentran los modelos de distribución estadística en los diferentes ríos o cuencas; y de la existencia de estadística hidrológica y climatológica que sean confiables, las cuales deberán ser más extensas cuanto más variable es el régimen.

Una de las grandes incertidumbres es la variable de los costos, la cual no es posible someter a análisis probabilísticos. Dentro de los costos tenemos: Los costos de combustibles y de inversión de los distintos proyectos alternativos posibles de ser seleccionados.

Las variaciones del costo de combustible (petróleo) depende de factores tan impredecibles como guerras,

embargos, etc., en los últimos 20 años nadie podría haber previsto sus variaciones de precio.

Las variaciones del costo de inversión dependen del nivel de estudio de cada proyecto y en el caso de proyectos en construcción de su gestión administrativa.

4. El proceso de análisis realizado no puede ser tomado como que no va tener variación alguna, o sea el proceso no es estático.

El análisis deberá ser realizado cada cierto tiempo - (el tiempo recomendado es 2 años) y en forma especial cuando se produzcan variaciones importantes de algunas de las variables o premisas adoptadas en el análisis anterior, esto significa que el proceso de análisis es dinámico.

5. Los modelos matemáticos como el WASP versión III, son herramientas importantes para la evaluación técnica y económica de diseños alternativos de expansión de Sistemas Eléctricos. Sin embargo, es importante mencionar que la determinación del plan de desarrollo de un sistema eléctrico, no se basa únicamente en la solución del modelo matemático, ya que no existe ningún modelo que pueda representar precisa y completamente cada aspecto estructural y de comportamiento de un -

problema real, debido a la complejidad y magnitud de los modernos sistemas eléctricos.

6. El modelo matemático WASP versión III, puede ser utilizado a una variedad de aplicaciones, que incluyen: Estudios del Plan de Desarrollo de un Sistema Eléctrico, Planeación de la reserva, Análisis de sensibilidad y cambios, Evaluación de plantas generadoras - competidoras y nuevas tecnologías de producción de energía, Análisis ambiental, Programación del mantenimiento, Planeación del presupuesto, Información base para un análisis financiero, Evaluación de ofertas, Análisis económico del tamaño de Centrales -- Eléctricas, Repercusiones de adelantar o demorar nuevas instalaciones en el Sistema, Evaluación de Con - tratos de compra y venta de energía; y otros.

En todos los casos anteriores, es necesario llevar a cabo el análisis en el contexto de todo el sistema, investigando la interacción del elemento que se analiza con el resto del sistema.

R E C O M E N D A C I O N E S

Las recomendaciones del presente trabajo son las siguientes:

1. Para la implementación del equipamiento propuesto es necesario realizar las siguientes decisiones:
 - Reiniciar la ejecución de los trabajos de construcción de la Central Hidroeléctrica Carhuaquero.
 - Realizar estudios para mejorar la operación de la Central Hidroeléctrica del Mantaro.
 - Conclusión de los estudios a nivel definitivo de la Regulación del Lago Junín, Derivación y Pondaje Quitaracsa, Ampliación de C.H. Cañón del Pato.
 - Conclusión de los estudios de prefactibilidad y factibilidad de la C.H. Chorro, C.H. Jicamarca, C.H. Chaglla, C.H. Huaura, C.H. El Platanal.
 - Realizar estudios hasta el nivel de prefactibilidad del desarrollo energético del río Ene.

- Realizar el estudio de factibilidad de la Ampliación de la Central Hidroeléctrica de Carhuaquero.
- Realizar estudios respectivos para saber con suficiente exactitud la cantidad de reservas de gas natural en Zorritos; y si la cantidad de reservas es atractiva realizar los estudios hasta el nivel definitivo de la Central Termoeléctrica que utilizará el gas natural.
- Realizar los estudios hasta el nivel definitivo de las líneas de transmisión que se requieran hasta el año 1990.
- Implementación de un Centro Experimental para el estudio del comportamiento de Líneas de Transmisión a un nivel de tensión de 500 KV a grandes alturas.
- Para una mejor valoración de la energía no servida, debe estudiarse en detalle la relación existente entre el consumo de energía eléctrica y la producción de los sectores industria y minería. Asimismo, investigar la estructura de consumo eléctrico en las horas de punta, definir la magnitud y características de la generación alternativa que dispongan los diferentes centros industriales y mineros.

También, se debe estudiar el consumo residencial en horas de punta definiendo claramente las características de la población afectada, población económicamente activa y nivel de ingresos promedio.

2. Para satisfacer las demandas de potencia y energía - que se presentarán en el transcurso de los diferentes años, se requiere la construcción de nuevas instalaciones de generación y transmisión y su incorporación al sistema integral. Mediante la determinación y selección de la alternativa más adecuada de implementación de proyectos entre el conjunto de proyectos de diferentes características disponibles, se trata de minimizar los costos totales teniendo en cuenta la influencia resultante de la combinación de los proyectos .

Es importante considerar en el planeamiento eléctrico en países en desarrollo la escasez de los recursos disponibles para inversiones, por lo tanto, la toma de decisiones sobre la ejecución de un proyecto debe ser de acuerdo a criterios de la economía nacional, también, se debe tomar en cuenta la inseguridad de los datos básicos y la estructura de los existentes sistemas de suministro.

Por lo general, los medios financieros disponibles para el suministro de energía eléctrica en los países en desarrollo permiten satisfacer parte de la demanda. Esta parte proporcional de la demanda total está determinada por el volumen de inversiones disponibles. La selección de la demanda a satisfacer se deberá -

realizar de acuerdo a su importancia para el desarrollo económico del país. Se deberá considerar primeramente para los complejos existentes y los proyectos industriales, para empresas productoras de bienes de exportación, para las minas y plantas siderúrgicas. Además, se deberá partir del criterio de satisfacer la demanda y el aumento de la demanda de los consumidores ya conectados.

Los consumidores potenciales no conectados en lugares ya electrificados, centros poblados no electrificados y las áreas rurales con viviendas diseminadas deben considerarse por separado; al hacerlo, la población no conectada en lugares con suministro de energía eléctrica existente tiene prioridad.

A continuación debe suministrarse energía eléctrica a la población de centros urbanos carecientes todavía de suministro, y en último lugar áreas rurales con viviendas aisladas.

Este planteamiento de un orden para el suministro a las partes poblacionales aún no conectadas resulta de la necesidad de servir con la suma de inversiones disponibles a la mayor parte posible de la población.

Los recursos a emplearse anualmente son fijados por el gobierno y aprobados por el Congreso en base a sus ideas políticas y posibilidades financieras.

3. Es importante analizar la implementación de la alternativa más adecuada, para poder evaluar si el país (sector eléctrico) está en condiciones de asumir la responsabilidad de implementar dicha secuencia; y - en el caso de no poder asumirla en su totalidad es establecer prioridades de lo que se debe implementar.

Los aspectos que debe cubrir la implementación de - la alternativa más adecuada son el Financiero y el Institucional.

Asimismo, es necesario señalar que es fundamental - la coordinación intersectorial mediante la acción - del poder político, puesto que se requiere asignar al sector electricidad los recursos que hagan posible el realizar la implementación de la alternativa más adecuada, recursos que son escasos y que otros sectores pueden necesitar.

4. La asignación de recursos financieros es un problema difícil debido a que los requerimientos son cuantiosos. Los países en desarrollo en muchos casos dedican entre el 10% y 20% de su gasto público al sector eléctrico.

En teoría, si no hay deudas que pagar el sector eléctrico (Empresa del Sector) podría financiar la im - plementación de la alternativa más adecuada si su -

tasa de rentabilidad fuera igual a la tasa de crecimiento de la demanda. En la práctica, debido a razones que se indican a continuación, no es como se presenta en la teoría.

- a. El Sector eléctrico siempre tiene deudas.
- b. En países en desarrollo siempre hay inflación consecuentemente el instalar un KW adicional el año $i + 1$ cuesta más que instalar el año i , mientras que los recursos se generan el año i .
- c. Los recursos naturales son más caros a medida que se agotan. Primero se utilizarán los recursos más baratos, la próxima planta costará más que la desarrollada anteriormente.
- d. Es materialmente imposible instalar cada año exactamente lo que se requiere por el aumento de la demanda. El aprovechamiento de los recursos requerirá desarrollar centrales que puedan abastecer los incrementos de demanda de varios años.
- e. Las variaciones de los incrementos anuales de la demanda no son uniformes, razón por la cual, la generación de fondos de un año con crecimiento de demanda moderado será incapaz de enfrentar las inversiones del año siguiente, si éste es de mayor crecimiento.

En general, a la empresa o empresas del sector eléctrico se le asigna por ley una rentabilidad asegurada, que varía de un país a otro y esta entre el 8 y 12%, lo cual permite financiar solo parcialmente la expansión en países en desarrollo, en estos países hay dos factores que crean problemas financieros a las empresas:

Primero, la inflación (galopante en algunos países) produce distorsiones entre el valor nominal de los activos de las empresas - sobre las cuales generalmente se mide la rentabilidad y su valor real de reposición, de tal manera que su rentabilidad real suele ser inferior a la aparente.

Segundo, el estado es propietario de las empresas - eléctricas en la mayoría de países en desarrollo, razón por la cual, las tarifas se manejan con criterio político, encontrándose el estado en el conflicto entre la necesidad de aumentar tarifas y sus metas de control de la inflación.

En consecuencia, las empresas financian entre el 20% y el 50% de sus necesidades de expansión, el resto de recursos financieros requeridos provienen de créditos externos y de aportes estatales, los cuales aumentan el gasto público agravando las presiones - inflacionarias.

Debido a estas consideraciones, es necesario realizar estudios de tarificación utilizando costos marginales (como los realizados en algunos países en desarrollo como el Perú) pero realizando una efectiva aplicación de los mismos.

5. En la implementación de la alternativa más adecuada, es de fundamental importancia definir claramente las Instituciones que servirían para llevar a cabo dicha implementación en forma armónica y eficiente.

La situación Institucional que impera en muchos de los países en desarrollo constituye un factor de fracaso en el proceso de planeamiento, pues, aún utilizando las técnicas más sofisticadas de optimización en el planeamiento de la expansión de los Sistemas Eléctricos para la definición de la alternativa más adecuada, la implementación es trabada por la existencia de Instituciones ineficientes.

Los problemas que afectan la organización Institucional en países en desarrollo son básicamente:

- a. Improvisación en la toma de decisiones.
- b. Experiencia de Instituciones que tienen responsabilidades que se duplican o superponen.

- c. Las Instituciones son eminentemente burocratizadas.
- d. La escasez de personal técnico preparado.

Una solución a los problemas Institucionales hace ne
cesario definir claramente algunos aspectos fundamen
tales, como:

- a. La responsabilidad del planeamiento
- b. La asignación de recursos financieros
- c. La responsabilidad en la ejecución de cada una de
las obras que integran la alternativa más adecuada.
- d. La responsabilidad para realizar el control de la
ejecución de las obras.
- e. La coordinación intrasectorial con el resto del -
sector energía y la coordinación con el resto de
los sectores de la economía.

En la definición de estos aspectos se encuentran bá
sicamente gran parte de la solución, pero existe un
punto importante, que no es fácil remover Instituciones
que tienen años funcionando con los problemas expues
tos anteriormente, e inclusive el sector eléctrico -
no está en la capacidad de hacerlo, ya que la defini
ción de políticas Institucionales es función del go
bierno. Sin embargo, es también función de los res
ponsables de planeamiento realizar un análisis críti
co de la situación Institucional y proponer cambios,

B I B L I O G R A F I A

1. Manual del Usuario del Modelo WASP Versión III
INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, VIENA, 1980
2. Modelos Para Determinar el Mínimo Costo De Inversión en Suministro de Electricidad
THE BELL JOURNAL OF ECONOMICS AND MANAGEMENT
SCIENCE, Vol. 3. Nº 1, 1972 D. ANDERSON
3. Modelos Para el Planeamiento Eléctrico.
J. ZAHAVI, Universidad de Tel-Aviv, 1980
4. Generalidades Sobre Planeamiento Eléctrico
HERNAN GARCIA, Banco Mundial, 1983
5. Reserva de Potencia - PAULO ROBERTO CAVALCANTI
1983.
6. Evaluación del Potencial Hidroeléctrico Nacional
COOPERACION TECNICA PERUANO ALEMANA - 1979
7. Expansión del Sistema Eléctrico Nacional
COOPERACION TECNICA PERUANO ALEMANA - 1980
8. Catálogo de Centrales Eléctricas
ELECTROPERU S.A., 1985

ANEXO A

LISTADO DE SALIDA DE LA ALTERNATIVA MAS ADECUADA

SUMMARY REPORT
ON A GENERATION EXPANSION PLAN FOR
SISTEMA CENTRO NORTE CASO SIN PROY. MULTISECTORIAL
PROCESSED BY THE WASP-III COMPUTER PROGRAM PACKAGE
OF THE IAEA

STUDY PERIOD

1985 - 2010

PLANNING PERIOD

1986 - 2010

CONSTRUCTION COSTS
IN MILLION \$
ARE REPORTED ONLY FOR
PLANTS COMMISSIONED
DURING THE PLANNING PERIOD.
ALL OTHER INFORMATION IS GIVEN
FOR THE WHOLE STUDY PERIOD.

THIS IS A LIST OF THE DIFFERENT TYPES OF ELECTRIC POWER PLANTS
USED IN THE STUDY.

THE NUMERIC CODES ARE USED BY THE COMPUTER PROGRAMS

0	CAFB	CENTRAL A CARBON
1	PET6	CENTRAL A PET RESID.
2	PET2	CENTRAL A DIESEL-2
3	TGAS	CENTRAL GAS NATURAL
4	CCCC	CENTRAL CICLO COMBIN
	CH A	CH CON/SIN RES. ASJA
	CH B	CH CON GRAN RES ASJA