

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**“ Análisis de un Programa Nucleo Eléctrico para el
Perú, Alternativo a Programas Eléctricos
de Largo Plazo ”**

T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

CRUZ SANCHEZ WALTER DENIS

PROMOCION: 1981 - I

LIMA • PERU • 1986

C O N T E N I D O

PROLOGO	1
CAPITULO I	
INTRODUCCION.	4
1.1. Importancia	4
1.2. Metodología y Criterios	7
1.2.1 Generalidades	7
1.2.2 La selección de proyectos eléctricos y la planificación eléctrica nacional ...	8
1.2.3 Definición y evaluación de costos y beneficios	9
1.2.4 Selección de criterios	11
CAPITULO II	
PRESENTE Y FUTURO DE LA NUCLEOELECTRICIDAD	13
2.1. Introducción	13
2.2. La necesidad por la Nucleoelectricidad	18
2.3. Centrales Nucleares en operación y en construc- ción	37
2.4. Programas y Perspectivas de Centrales Nucleares	39
2.5. Centrales Nucleares en América Latina	44
2.6. Perspectivas de la nucleoelectricidad en el País	48

CAPITULO III

SISTEMAS DE REACTORES NUCLEARES	50
3.1. Fundamentos de Operación	50
3.1.1 El proceso de fisión	50
3.1.2 Energía de fisión	54
3.1.3 Masa crítica	57
3.1.4 Características de los reactores nucleares	58
3.2. Estudio de los sistemas de reactores nucleares de potencia	63
3.3. Tipos de reactores probados y comercialmente dis- ponibles	68
3.3.1 PWR. Reactores moderados y refrigerados - por agua ligera presurizada	68
3.3.2 BWR. Reactores refrigerados y moderados por agua ligera en ebullición	71
3.3.3 PHWR. Reactores refrigerados y moderados por agua pesada presurizada	76
3.3.4 Otros tipos de reactores de desarrollo to- tal	78
3.4. Estado actual y Prospectos Futuros de Reactores de Pequeña y Mediana Pótenca (SMPR)	81

CAPITULO IV

BASES PARA LA PLANIFICACION NUCLEOELECTRICA EN EL PAIS	85
4.1. Propósitos y Alcances del Estudio de Planifica- ción Nucleoeléctrica	85
4.2. Escenario Energético del País	89
4.2.1 La situación política energética a largo - plazo	89
4.2.2 Análisis del mercado nacional de energía .	91
4.2.2.1 Estructura del mercado nacional de energía	92

1.	Sector demanda	93
a)	Demanda total	93
b)	Demanda por Sectores econó- micos	94
2.	Sector oferta	97
a)	Producción de energía por fuentes	97
b)	Producción de energía secun- daria, local, importación y exportación	99
4.2.2.2	Estudio de los recursos de ener- gía	103
1.	Petróleo	106
2.	Gas natural	107
3.	Carbón	108
4.	Hidroenergía	112
5.	Biomasa	114
6.	Geotermia	117
7.	Uranio	118
8.	Pequeñas centrales hidroeléc- tricas	119
4.2.2.3	Pronóstico de demanda de energía	120
4.3.	Análisis del Mercado de Electricidad	127
4.3.1	Estructura de la demanda y pronósticos ...	127
a.	El Sistema Interconestado Centro - Norte (SICN)	128
b.	El Sistema Interconectado Sur - Oeste (SISO)	132
c.	Mercado Nacional de Energía	134
d.	Curva de Duración de Carga	137
4.3.2	Sistemas Eléctricos	137
a.	Sistema de generación	140
b.	Sistema de transmisión	158
4.4.	Evaluación de los factores que afectan el progra- ma nucleoelectrico	161

4.4.1	Mercado Internacional de Suministros161
4.4.2	Infraestructura nacional162
4.4.3	Consideraciones del Emplazamiento163
4.4.4	Beneficios y restricciones166
4.5.	Ciclo de Combustible Nuclear168
4.5.1	Introducción168
4.5.2	Tipos de ciclo de combustible nuclear170
4.5.3	Ciclo de Uranio natural170
4.5.4	Ciclo de Uranio enriquecido173
4.5.5	Descripción del ciclo de combustible - nuclear174
4.6.	Algunas consideraciones de Seguridad Nuclear y la Importancia del Emplazamiento177

CAPITULO V

ECONOMIA ASOCIADA A CENTRALES NUCLEARES180	
5.1.	Consideraciones Nucleares180
5.2.	Componentes de Costos de Generación de Centrales Nucleares182
5.2.1	Costos de inversión de capital183
5.2.2	Costos de ciclo de combustible nuclear	...186
5.2.3	Costos de operación y mantenimiento187
5.2.4	Costos de desarrollo de infraestructura	..189
5.2.5	Parámetros económicos190
5.2.6	Costos de generación191
5.3.	Desarrollo Económico de las Centrales Nucleares192
5.3.1	Costos de inversión de capital192
5.3.2	Costos de generación200
5.3.3	Evoluciones de componentes de costos del ciclo de combustible204

CAPITULO .V

ANALISIS DE LOS PROBLEMAS QUE PODRIAN SURGIR AL INTRODUCIR UNA CENTRAL NUCLEAR EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL	209
6.1. El Problema de la Integración de Centrales Nucleares al sistema eléctrico nacional, siendo éste mayormente hidroeléctrico	209
6.1.1 Introducción	209
6.1.2 Importancia de los factores de carga	210
6.1.3 Descomposición simplificada de los costos de generación	213
6.1.4 Construcción de un diagrama de valores reducidos	217
6.1.5 Integración de una unidad térmica convencional o nuclear a alguno de los sistemas eléctricos nacionales	221
6.1.6 Análisis de la competitividad de centrales convencionales y nucleares	224
6.2. Sistemas Ideales de Generación	230
6.2.1 Parámetros de un sistema ideal de producción de electricidad	231
6.2.2 Un sistema de producción ideal para el país	232
6.2.3 La curva de duración de carga	237
6.2.4 El costo del KWh	243
6.2.5 El sistema ideal con unidades convencionales y nucleares	245
6.2.6 El costo de electricidad en sistemas combinados	248
6.3. Análisis de confiabilidad del Sistema Interconectado Centro - Norte (SICN)	253
6.3.1 Introducción	253
6.3.2 Características generales del SIGN	255
6.3.3 Características de la expansión de la generación	256

6.3.4	Características generales de las unidades de generación del SICN	259
6.3.5	Principales índices de fiabilidad ha ser estudiados en el SICN	262
	CONCLUSIONES	271
APENDICES		
APENDICE A.		
	UNIDADES DE ENERGIA, TRABAJO Y CALOR	287
APENDICE B.		
	ALGORITMO DE CALCULO DE PRODUCCION DE ENERGIA EN SISTEMAS IDEALES DE GENERACION	291
APENDICE C.		
	CALCULO DEL COSTO DEL CICLO DE COMBUSTIBLES NUCLEARES	294
APENDICE D.		
	REQUERIMIENTOS DE URANIO PARA ALIMENTAR UN REACTOR DE POTENCIA	306
	BIBLIOGRAFIA	308

P R O L O G O

Considerando la necesidad de fomentar y promover el uso de recursos energéticos no tradicionales para la generación de electricidad, se debe contemplar la viabilización y aprovechamiento de aquellas fuentes no convencionales.

Las tendencias exponenciales del crecimiento demográfico y de la demanda de energía evidencian la necesidad de satisfacer en forma oportuna los mayores requerimientos de energía en el futuro.

Conocido es el gran atraso del Perú en su desarrollo eléctrico, los índices de electrificación son bajos y el consumo per cápita de energía eléctrica es uno de los más bajos de la región.

Por otra parte, la expansión de los sistemas eléctricos y la ampliación de la frontera eléctrica se ven obstaculizados no sólo por factores técnico económicos, sino también por factores legales e institucionales, truncando así la investigación de nuevas fuentes de energía, el aumento de la capacidad de generación, transmisión y la distribución masiva de la energía eléctrica.

El país cuenta con suficientes reservas de uranio natural y la incorporación a largo plazo de este recurso al contexto energético nacional para la generación de energía eléctrica debe ser contemplada.

El presente estudio ha sido estructurado siguiendo las pautas de estudio de planificación nucleoelectrica.

El Capitulo I describe en forma resumida la metodologia de análisis, así como los parámetros económicos para definir, evaluar y priorizar los proyectos energéticos sobre la base de costos y beneficios.

El Capitulo II, hace una descripción analítica de la nucleoelectricidad en el mundo, evaluando las experiencias pasadas y las tendencias y perspectivas para el futuro, destacando también el desarrollo y avance de la nucleoelectricidad en los países en desarrollo.

En el Capitulo III, se trata del estudio de los fundamentos de operación y características técnicas generales de los sistemas de reactores nucleares usados en centrales nucleares. También incluye el estudio de los tipos de reactores probados y comercialmente disponibles.

El Capitulo IV, contiene las bases para la planificación nucleoelectrica, en el que se consideran sus propósitos y alcances, el escenario energético nacional enfatizando principalmente en el mercado nacional de energía, los recursos de energía, los pronósticos de demanda. También contiene el mercado nacional de electricidad y los sistemas eléctricos nacionales, se consideran también los factores que afectan el desarrollo del programa nucleoelectrico.

El Capitulo V, hace un análisis descriptivo de la economía asociada a centrales nucleares que incluye los componentes de costos de generación nuclear, los costos de inversión de capital, costos de operación y mantenimiento, entre otros.

El Capítulo VI, hace un análisis de los problemas que podrían surgir al introducir una central nuclear en el sistema eléctrico nacional, incluye los análisis siguientes: los factores de carga, costos de generación, diagrama de carga, el problema de la competitividad de centrales convencionales y nucleares, sistemas ideales para el país de generación de electricidad con componentes nucleares y finalmente se realiza un análisis de confiabilidad en el mayor sistema eléctrico nacional (año 2010), considerando una unidad nuclear. Se incluyen apéndices referentes a algunos análisis realizados en el desarrollo de la tesis.

Al preparar esta tesis he recibido ayuda y sugerencias de numerosas personas cuyo número no me permite nombrarlos uno por uno, ellos pertenecen a la Oficina de Evaluación de Recursos del Ministerio de Energía y Minas, al Centro Superior de Estudios Nucleares del Instituto Peruano de Energía Nuclear, a las Oficinas Generación y Planeamiento Transmisión de Electro Perú S.A., a todos ellos expreso mi gratitud.

Asimismo, deseo agradecer a mi asesor el Ing. L. Haro Zavaleta por sus valiosas sugerencias brindadas para el desarrollo de la tesis.

Walter Cruz S.

INTRODUCCION

1.1. Importancia

"Análisis de un Programa Nucleoeléctrico para el Perú, alternativo a programas eléctricos de largo -plazo", pretende dar los primeros lineamientos para viabilizar y priorizar la nucleoelectricidad en el -país, como fuente alternativa para fines de expansión de los sistemas eléctricos nacionales a largo plazo.

Para lograr el fomento y aprovechamiento de la energía nuclear en el país para la generación de electricidad se debe emprender un proceso de desarrollo gradual por etapas que sea ordenado y conformado sistemáticamente y, sobre todo que relacione todos los efectos de los factores que están en pro o en contra para que la incorporación de la nucleoelectricidad -al contexto energético nacional sea efectivo.

Bajo esta perspectiva, el primer paso para el inicio del análisis fue la de enmarcar el estudio en el contexto nucleoeléctrico mundial y regional, vínculo necesario para definir el pasado, presente y futuro de la nucleoelectricidad, y asimismo para permitir -establecer las pautas a seguir para un análisis más consistente y coherente.

Conocido es, que la fisión nuclear se ha establecido ya como un método práctico para la producción de energía. Justamente, explicar brevemente los principios fundamentales de operación de los dispositivos en los cuales se libera la energía de fisión en forma controlada, llamados sistemas de reactores nucleares, es otro de los fines del presente estudio.

Por otro lado, el enfoque de la problemática energética en el país se realiza estableciendo las bases para la planificación nucleoelectrica en el país, en el que se analiza el mercado nacional de energía, los recursos de energía, los pronósticos de demanda de energía, la oferta y la demanda de electricidad, etc.

El país posee abundantes recursos hidroeléctricos, suficientes reservas de carbón y también gas natural que permitirán satisfacer con amplio margen las necesidades energéticas hasta mediados del próximo siglo. Sin embargo, los recursos finitos como el petróleo se agotan década tras década y los recursos hídricos son de difícil aprovechamiento siendo necesaria la apertura al aprovechamiento de nuevas fuentes primarias nativas que se encuentran en estado ocioso. Las alternativas para la sustitución o complementación se presentan sin mayor dificultad y soluciones a los recursos finitos como la geotermia, biomasa, energías solar y eólica, solamente contribuirían a aliviar en menor escala los requerimientos regionales de energía.

La única fuente alternativa en capacidad de contribuir de manera significativa a la satisfacción de las necesidades futuras de energía en el país es

la energía nuclear.

El sustento preliminar a la afirmación anterior se basa en la existencia de suficientes reservas de uranio natural en el país.

A partir del análisis del contexto energético nacional, se hace necesario definir y establecer las condiciones para contemplar la incorporación de la nucleoelectricidad en el plan energético del país.

Así mismo se efectúa una revisión de la economía asociada con las centrales nucleares con la finalidad de servir de apoyo al procedimiento simplificado para evaluar la competitividad de la nucleoelectricidad como alternativa para la expansión de los sistemas eléctricos, el procedimiento se basa en la variación de los costos de generación al variar el factor de carga asignados a cada alternativa.

De otro lado, con la ayuda de un sistema ideal de generación se logra teorizar las variables más importantes de los sistemas eléctricos, estas variables pueden ser: el costo unitario del KW-h en sistemas netamente convencionales y en sistemas combinados convencionales-nuclear, de esta manera se podrá averiguar la variación del costo del KW-h en dichos sistemas.

Finalmente, se efectúa un estudio simplificado de la confiabilidad del mayor sistema eléctrico del país adicionando unidades nucleares.

1.2. Metodología y Criterios

1.2.1. Generalidades.

El propósito de los estudios de planificación nucleoelectrica, es estimar la posible participación de la energía nuclear para satisfacer la demanda futura de energía eléctrica del país en un período determinado, por ejemplo en los 20 años de este estudio entre 1985 y 2005.

Teóricamente, la ejecución de esta labor - requiere la estimación y la comparación de los beneficios y costos, tanto directos como indirectos, que acompañan a los varios modelos alternativos de expansión, de manera que permita determinar los máximos beneficios netos totales. Sin embargo, debido a limitaciones prácticas relacionadas con la información requerida resulta inevitable establecer algunas suposiciones simplificadoras. La metodología descrita en las siguientes secciones, representa un intento de encontrar un compromiso - entre las restricciones prácticas y la consistencia teórica.

Los principales componentes de la metodología de análisis adoptado son: la definición de costos y los beneficios para estimar sus valores cuantitativos y la selección del criterio de la comparación de costos y beneficios extendidos en el tiempo y conteniendo - componentes en moneda nacional en proporciones variables.

1.2.2. La selección de proyectos eléctricos y la Planificación Eléctrica Nacional.

Los proyectos eléctricos se orientan a satisfacer las necesidades actuales y futuras de la demanda eléctrica a fin de contribuir el desarrollo económico del país de acuerdo a los intereses y objetivos nacionales.

Esto se presenta complejo, no sólo porque los intereses nacionales no son fáciles de definir, sino también porque puede ser diversa la interpretación que de esos intereses hagan las Instituciones coordinadoras. La planifi-cación eléctrica integral considerando todas las alternativas posibles, sin descartar las nuevas fuentes de energía permitiendo así justificar los resultados.

La selección de proyectos eléctricos debederán considerar el análisis de beneficios y - costos sociales y permite examinar la selec-ción de acuerdo a un conjunto coherente de - objetivos y de política eléctrica nacional. La preferencia de un proyecto eléctrico sobre otro debe considerarse dentro del marco de - su repercusión nacional o regional, y ésta - ha de evaluarse de acuerdo con el impacto y trascendencia en la vida futura del país.

Cuando se elige un proyecto eléctrico con preferencia a otro, la selección influye en los centros de generación, líneas de trans- porte, centros de consumo, empresas eléctri- cas, manufacturas, industrias, producción, -

empleo, etc. y otros aspectos que interesan a los objetivos nacionales. Justamente el análisis de costos y beneficios sociales tiene la finalidad de preveer las consecuencias de un proyecto particular en el desarrollo - del país.

1.2.3. Definición y Evaluación de Costos y Beneficios

En el análisis de alternativas de inversión de proyectos eléctricos es inusual asumir que los costos en lugar de los beneficios netos proporcionan el patrón de comparación. Esto equivale a considerar que todos los programas de expansión de la capacidad de generación que satisfagan la demanda proyectada, cumpliendo con las restricciones de confiabilidad, ofrecen los mismos beneficios totales y que, consecuentemente el programa con el - menor costo reporta los máximos beneficios - para los consumidores finales. En el caso - de comparar diferentes maneras de producir - el mismo producto (en el caso presente de la energía eléctrica), la metodología anterior es menos cuestionable que en el caso general de comparación entre proyectos alternativos con diferentes productos finales; sin embargo, se ignoran efectos indirectos, como por ejemplo, distintos niveles de empleo que surgen de los diferentes programas y sus consiguientes efectos sobre los ahorros y las inversiones, o el valor futuro de adquirir un grupo de trabajo especializado en la cons--trucción y operación de plantas nucleares. Más aún, esto puede conducir a serias distorg

siones cuando en la comparación se incluyen plantas hidroeléctricas.

Sólo se toman en cuenta los costos directamente relacionados con la producción de electricidad de cada tipo particular de central. En particular para el análisis básico se desechan costos externos o sociales, tales como los que surgen de la creciente contaminación ambiental en el caso de centrales de combustible fósil o de la relativamente mayor contaminación térmica de las plantas nucleares. La imposición de controles ambientales estrictos, que conducen a mayores costos de inversión y de combustible para las centrales térmicas, lo que indica que estos costos externos pueden fácilmente convertirse con el tiempo en internos. Sin embargo, para el propósito de este estudio, y a pesar de que se reconoce que las áreas urbanas industriales más grandes del país podrían imponer controles cuantitativos de la contaminación, estudios efectuados (24) demuestran que de la suposición anterior para futuro mediano no sería decisiva.

Los costos se definen como costos para la economía del país en lugar de como costos para los productores de la electricidad. Una consecuencia mayor de la aplicación de este criterio es la de eliminar de los costos de entrada usados, como datos, todos los impuestos sobre los varios tipos de combustible y equipo evitándose distorsionar los resultados dado que los impuestos obedecen en general a otros criterios ajenos a la evolución

económica.

Esto es consecuente con el propósito del estudio de recomendar alternativas basadas en los costos totales de diferentes programas de generación estimados para contribuir al desarrollo, puesto que el país es el mejor juez de sus propias políticas de impuestos y puesto que las compañías de electricidad consideran ciertamente los impuestos sobre combustibles y equipos como elementos de costos, se pueden ejecutar computaciones alternativas, tratando los impuestos como elementos de costos, para los casos que se espera muestran notables diferencias en los resultados.

1.2.4. Selección de criterios

La suma de costos en moneda nacional y extranjera se efectúa sobre la base de las tasas oficiales de cambio prevalecientes en el momento de realizar el estudio. Se reconoce que, en muchos casos, entre los países que podrían ser considerados, la tasa oficial de cambio no refleja los valores relativos con los cuales se consigue el equilibrio entre el suministro y la demanda de capital extranjero, lo cual es evidenciado por las restricciones y el control en el mercado de cambios, al igual que por la existencia de mercados paralelos. Aunque este método puede subestimar substancialmente el verdadero valor de la relación entre los costos extranjeros y los nacionales, suposiciones alternativas tendrían incertidumbres comparables.

En cuanto a la selección de la moneda a utilizar como referencia, se elige el dolar norteamericano por razones de conveniencia y no porque existía expectativa de particular estabilidad.

La totalización y comparación de los flujos de costos en el tiempo es realizada mediante la actualización de sus valores actuales con una tasa de descuento que se asume y permanece constante con el tiempo.

Este principio implica dos decisiones:

- La selección del valor presente como criterio.

Esta decisión debe ser evaluada contra otra posible alternativa, la cual podría ser ordenar los diferentes modelos de acuerdo con su tasa de retorno marginal correspondiente, dado que esta última presenta fallas teóricas en la comparación de proyectos mutuamente exclusivos, requiere estimaciones de los beneficios que no son considerados en el presente estudio.

- La selección de la tasa de descuento permanece constante con el tiempo y puede dar lugar a objeciones teóricas, dado que su valor debería en principio, decrecer lentamente con el mayor grado de desarrollo económico y la mayor existencia de equipo de capital. Sin embargo, las dificultades prácticas envueltas en su estimación y el uso de tasas de descuento variables compensan grandemente sus posibles ventajas.

CAPITULO II PRESENTE Y FUTURO DE LA NUCLEOELECTRICIDAD

2.1. Introducción

Un resumen sobre la historia, estado presente y prospectos futuros del desarrollo de la nucleoelectricidad en países industrializados y en países en desarrollo son presentados en esta parte.

La tecnología nuclear ha sido desarrollada en las pasadas tres décadas, hasta alcanzar un estado de aceptabilidad, fiabilidad, seguridad y ser una completa fuente competitiva para producir electricidad.

Hasta 1984 a nivel mundial fueron construidos 345 centrales nucleares con una potencia instalada total de alrededor de 219715 MW (e)*y se encontraban en construcción otras 179 unidades con una capacidad total de 162303 MW (e) distribuídos en 31 países (ver tabla 2.1).

El primer suceso demostrado para el uso de centrales nucleares como una fuente de producción de electricidad data del año 1950, después que la tecnología de reactores y la construcción y opera

* MW (e) → Megavattios electricos.

ción de centrales nucleares pasaron a través de diferentes estados de desarrollo para lograr el perfeccionamiento de algunos sistemas de reactores, que actualmente son usados en gran escala para generación eléctrica.

Esas realizaciones que demostraron la factibilidad técnica y competitividad económica de las centrales nucleares fue motivado inicialmente por el desarrollo tecnológico e industrial, más bien, que por la necesidad de energía o por consideraciones económicas. En este sentido, se desarrollaron también otras aplicaciones de la energía nuclear, tales como aplicaciones industriales, calefacción, desalinización de aguas y propulsión de buques entre otras.

En una primera fase y hasta fines de 1960, la evolución y desarrollo de la tecnología nuclear y sus usos, para producir energía eléctrica fue propia de los países industrializados. Su capacidad se elevó de 5 MW (e) en 1954, a 16500 MW (e) en 1970.

La introducción de centrales nucleares en países en desarrollo data de 1969, en que se instaló en la India la primera central nuclear constituida por dos unidades con una capacidad total de 396 MW (e).

Algunas dificultades encontradas para la introducción de la energía nuclear en los países en desarrollo se relacionan mayormente al hecho de que estos países poseen una pobre infraestructura, ya que la energía nuclear requiere una compleja y sofisticada tecnología con estrictos y rigurosos re

quisitos de garantía y control de calidad. Así mismo los costos de inversión son altos en comparación con plantas convencionales.

Otro factor limitante es que las unidades de reactores comercialmente competitivos correspondieron a unidades de tamaño grande, diseñadas y construidas sólo para ser incluidas en sistemas interconectados relativamente grandes.

Seguidamente la demostración de factibilidad y viabilidad técnica de la nucleoelectricidad, ocurrida a mediados de 1960, inició una sustancial expansión a nivel mundial de las centrales nucleares, que toma lugar principalmente en los países industrializados, pero también en cierto número de países en desarrollo. En esta etapa, las consideraciones económicas y las necesidades de energía fueron los primeros incentivos, dando como resultado que durante la década pasada, la potencia instalada de centrales nucleares se multiplicara por un factor de 9 pasando de 16500 MW (e) en 1970 a 138000 MW (e) en 1980. El número de países con centrales nucleares en operación también se incrementó durante ese mismo período de 14 a 22, incluyendo a 7 países en desarrollo.

Durante la década de 1970 no sólo ocurrió un incremento mundial de centrales nucleares, sino también algunos cambios que afectan y continúan afectando el desarrollo de la nucleoelectricidad, tales cambios se relacionan con el desarrollo de nuevas tecnologías en el área de reactores, ciclo de combustible nuclear, gestión de desechos, seguridad nuclear, etc.

TABLA 2.1. SITUACION DE LA ENERGIA NUCLEOELECTRICA A
FINALES DE 1984

	En Funcionamiento		En Construcción	
	Nº de Unidades	MW (e) Totales	Nº de Unidades	MW (e) Totales
Alemania (República Democrática)	5	1694	6	3432
Alemania (República Federal)	19	16133	7	6881
Argentina	2	935	1	692
Bélgica	6	3473	2	2012
Brasil	1	629	1	1245
Bulgaria	4	1632	2	1906
Canadá	16	9521	7	5630
Cuba			1	408
Checoslovaquia	3	1194	10	4394
China			1	300
España	7	4690	3	2807
Estados Unidos de América	85	68867	33	37093
Filipinas			1	620
Finlandia	4	2310		
Francia	41	32993	23	28355
Hungría	2	805	2	820
India	5	1020	5	1100
Italia	3	1286	3	1999
Japón	31	21751	10	9186
México			2	1308
Países Bajos	2	508		
Pakistan	1	125		
Polonia			2	880
Reino Unido	37	9564	5	3130
República de Corea	3	1790	6	5622
Rumania			3	1980
Sudáfrica	1	921	1	921
Suecia	10	7355	2	2100
Suiza	5	2882		
Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas	46	22997	39	36575
Yugoslavia	1	632		
Total Mundial *	345	219715	179	162303

* En Taiwán (China) estaban en funcionamiento 5 Unidades con una capacidad total de 4011 MW(e), y se encontraba en construcción una unidad con una capacidad total de 907 MW(e). La experiencia de explotación total a finales de 1984 era de 20 años y dos meses.

Notas: El cuadro se basa en los datos de que disponía el IAEA el 11 de Marzo de 1985. En 1984, se canceló la construcción de 10 reactores y se suspendió la de otros 10.

La crisis del petróleo de 1973-74, y después el continuo incremento del precio del petróleo que se acentúa entre 1978-79 con la segunda gran alza del precio del petróleo; logran efectivamente alejar a las centrales térmicas que queman petróleo de su posición económica en el mercado eléctrico, teniéndose como primera reacción la formulación de planes de desarrollo intensivo de centrales nucleares en muchos países, y un espectacular futuro se avisoraba a la nucleoelectricidad. Estos planes sin embargo no se materializaron debido a algunos factores negativos combinados, los costos de centrales nucleares y combustible nuclear se incrementaron, los requerimientos de seguridad nuclear fueron más rigurosos y también en lo concerniente a la proliferación de armas nucleares dando lugar a un firme control y requisitos de salvaguarda para la exportación de centrales nucleares y el ciclo de desarrollo de actividades del combustible nuclear; las dificultades financieras que pasaron a ser más y más importantes, las dificultades para introducir tecnologías complejas en países con inadecuadas infraestructuras, limitaciones en el desarrollo y disponibilidad de recurso humano calificado fue reconocida como una de las mayores limitaciones; las tasas de producción y demanda de electricidad decrecieron y finalmente, la oposición pública a la energía nuclear, crece del todo en proporciones inesperadas en muchos países. Bajo la combinación de efectos de esos factores, muchos planes ambiciosos para la expansión nuclear se redujeron o retrasaron.

Sin embargo, en contraposición a los factores negativos, las centrales nucleares retienen su luz

gar como una fuente de energía viable. Su uso a nivel mundial tiende a incrementarse al igual que el número de países con programas nucleares.

Hay muchos países, mayormente países en desarrollo, que están planeando o intentan implementar programas nucleares.

2.2. La Necesidad por la Nucleoelectricidad

Una evaluación de la necesidad por la nucleoelectricidad sólo puede ser hecha en la medida de la situación energética mundial, en su estado presente y su probable desarrollo en el futuro.

El análisis de la evolución del consumo de energía en el mundo y los requerimientos en el futuro - conducen a las siguientes conclusiones generales :

- Debe haber un continuo crecimiento de la demanda de energía y de la producción de energía eléctrica. En el promedio mundial el consumo de energía crece en un 5% por año y la producción de energía eléctrica se incrementa anualmente en un 7.5% entre 1950 a 1980.
- Las tasas de crecimiento están relacionados con el estado de desarrollo de los países. Los países altamente industrializados se caracterizan - por tener altas tasas de crecimiento eléctrico - mayores que los países en desarrollo. (15)

Inevitablemente la demanda de energía en el mundo continuará creciendo en las próximas décadas, se piensa que la tasa de crecimiento esperada sea ma-

yor que en el pasado. Estimaciones promedias muestran que la demanda de energia será aproximadamente el doble de su nivel presente para el año 2000. (7).

Las tablas 2,2 y 2,3 y los gráficos 2,1 y 2,2 - muestran estimaciones del consumo de energia mundial hasta el año 2000 y su descomposición por tipo de combustible para 1981.

La energia eléctrica representa una de las principales formas de energia que es usada para suministrar los requerimientos industriales a gran escala y es considerada como una de las formas de energia de mayor jerarquía por su facilidad, flexibilidad - para ser transformada.

En el presenta, la energia eléctrica representa alrededor del 25% del consumo total de energia y se espera un incremento del 15% para el año 2000. Las tablas 2.4 y 2.5 y los gráficos 2.3 y 2.4 muestran estimados de la capacidad de generación eléctrica - total y nuclear, la generación de energia eléctrica total y la contribución de la energia nuclear hasta el año 2000.

Las estimaciones arriba mencionadas incluye los efectos de los esfuerzos esperados para la conservación de la energia y el desarrollo de métodos eficientes para la conversión de la energia para su uso final.

Los recursos de combustibles fósiles son conocidos y limitados. Las estimaciones de la disponibilidad de recursos de tales combustibles tienen siempre preocupación acerca de la cantidad de reservas para cubrir los incrementos de energia en el futuro.

TABLA 2.2. ESTIMACION DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA (EJ) PORCENTAJE USADO PARA GENERACION DE ELECTRICIDAD Y PORCENTAJE SUMINISTRADO POR ENERGIA NUCLEAR

1 Ej = 10^{18} Joules = 23.9×10^6 TEP (Tonelada Equivalente de Petróleo)¹

GRUPO PAISES	1 9 8 1			1 9 8 5			1 9 9 0			2 0 0 0		
	Total Energfa Consum.	% usa do p. El.Gn.	% sumi nis.x nucl.	Total Energ. Cons.	% usa- do p. Ele.Gn.	% sumi nis. x nucl.	Total Energ. Cons.	% usa- do p. Ele.Gn.	% sumi- nist. x nucl.	Total Energ. Cons.	% usa- do p. Elec.Gen.	% sumi nist.x nucl.
Norte América	86.9	31.4	3.7	94.9	29.3	7.6	101.6	32.1	8.4	111.2	38.0	10.6
				97.0	30.6	7.4	106.6	33.3	8.5	122.6	38.6	10.3
Europa Occidental	53.7	32.9	5.6	60.3	32.1	11.1	68.7	34.3	11.3	85.0	39.0	18.4
				60.9	32.7	11.0	70.5	35.5	13.8	90.0	42.1	24.0
Pacífico	18.9	39.4	4.9	22.6	33.1	7.2	26.2	35.8	6.2	31.6	42.7	14.3
				23.7	33.0	6.8	28.8	35.5	7.2	37.6	43.0	16.7
Econ. Plan. Cent.(Euro.)	72.8	24.6	1.6	84.3	28.6	3.0	96.6	33.1	3.6	117.4	40.9	10.9
				87.0	28.8	2.9	103.5	34.1	4.9	134.9	44.9	11.7
Asia	42.0	16.0	0.5	55.7	17.9	1.2	75.2	20.9	1.3	123.7	26.9	1.7
				57.7	18.0	1.2	81.4	21.4	1.3	148.0	28.6	1.9
América Latina	20.1	19.4	0.2	21.4	24.3	0.9	26.8	28.0	1.6	38.8	26.8	2.3
				22.4	23.8	0.8	29.5	26.9	1.5	47.5	31.1	3.4
Africa y Sur Oeste - Asia	17.3	15.5		19.4	16.7	0.6	26.5	17.9	0.5	44.1	20.0	1.5
				20.5	16.7	0.6	30.6	17.7	0.7	57.5	20.0	1.8
Total Mundial	311.7	26.8	2.7	358.6	27.1	5.3	421.6	29.8	5.5	551.8	34.3	8.6
				369.2	27.6	5.1	450.8	30.3	6.1	638.1	36.1	9.7
Países Industrializados	234.7	30.4	3.5	265.3	30.1	6.8	296.8	33.4	7.3	350.1	39.7	12.6
				271.9	30.8	6.7	313.5	34.3	8.3	391.1	42.0	14.5
Países en Desarrollo	77.0	16.1	0.3	93.3	18.5	0.9	124.8	21.2	1.1	201.7	24.9	1.7
				97.3	18.5	0.9	137.3	21.3	1.2	247.0	26.9	2.1

NOTA: Los valores superiores e inferiores para el consumo de energía son las estimaciones alta y baja respectivamente.

1 Ver apéndice A.

FUENTE : IAEA

Tabla 2.3. CONSUMO TOTAL DE ENERGIA (Ej) POR TIPO DE COMBUSTIBLE
DURANTE 1981^m

Unidad: 1 Ej = 10^{18} joules = 23.9×10^6 TEP
(Tonelada equivalente de petróleo)*

Paises en Desarrollo	Sólidos	Líquidos	Gases	Hydro	Nuclear	Geotermico	Total
Norte América	17.67	36.43	24.09	5.41	3.23	0.06	86.88
Europa Occidental	12.12	26.23	8.31	4.05	2.98	0.03	53.71
Pacífico	3.68	11.25	1.73	1.29	0.93	0.02	18.89
Economías Planificadas centralmente	27.23	24.78	17.29	2.40	1.14		72.84
Asia	27.72	10.51	1.88	1.65	0.20	0.02	41.98
América Latina	4.51	9.99	3.27	2.26	0.03	0.01	20.07
Africa y Sur Oeste de Asia	7.01	7.47	2.15	0.69			17.32
Total Mundial	99.95	126.65	58.72	17.73	0.50	0.13	311.69
=====							
Paises Industrializados	62.89	98.96	51.36	13.14	8.28	0.10	234.73
Paises en Desarrollo	37.07	27.69	7.36	4.59	0.23	0.03	76.96

Notas: m = Consumo total de energía = consumo de energía primaria + energía neta importada (importada-exportada) secundaria.

n = En los sólidos se incluye leña comercial.

* = Ver Apéndice A.

FUENTE: IAEA

Exa-Joules

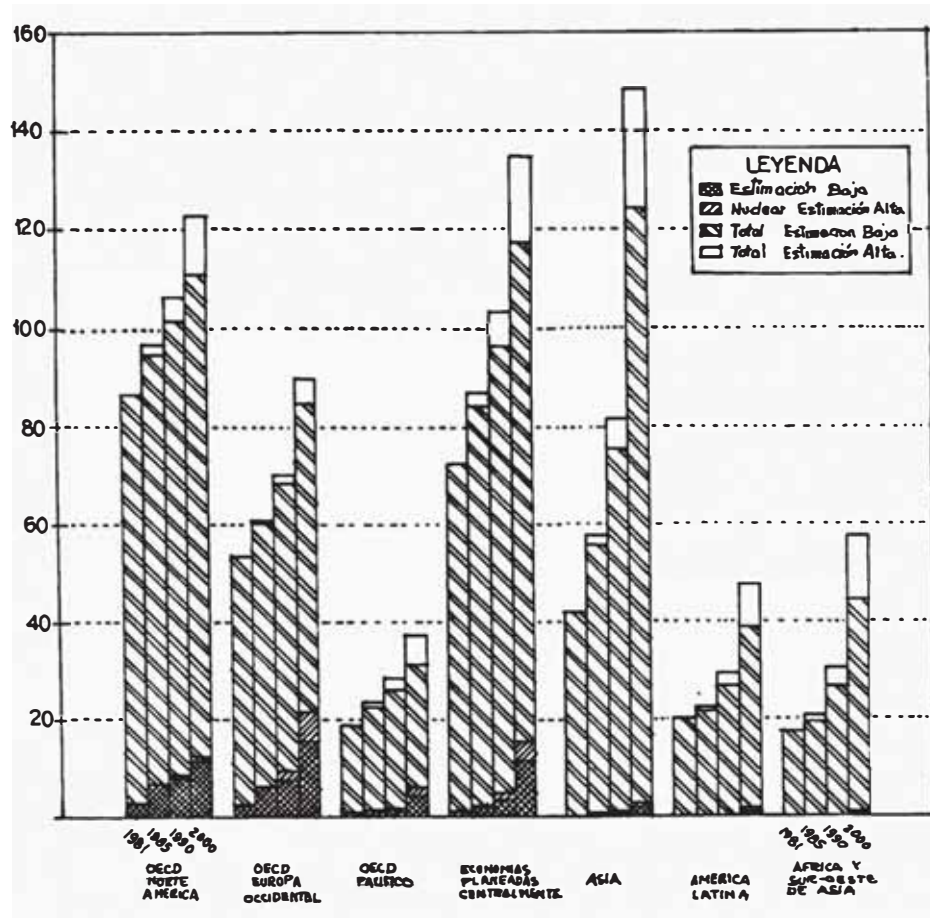


GRAFICO 2.1 CONSUMO ANUAL DE ENERGIA
* ELABORADO CON DATOS DE LA TABLA 2.2

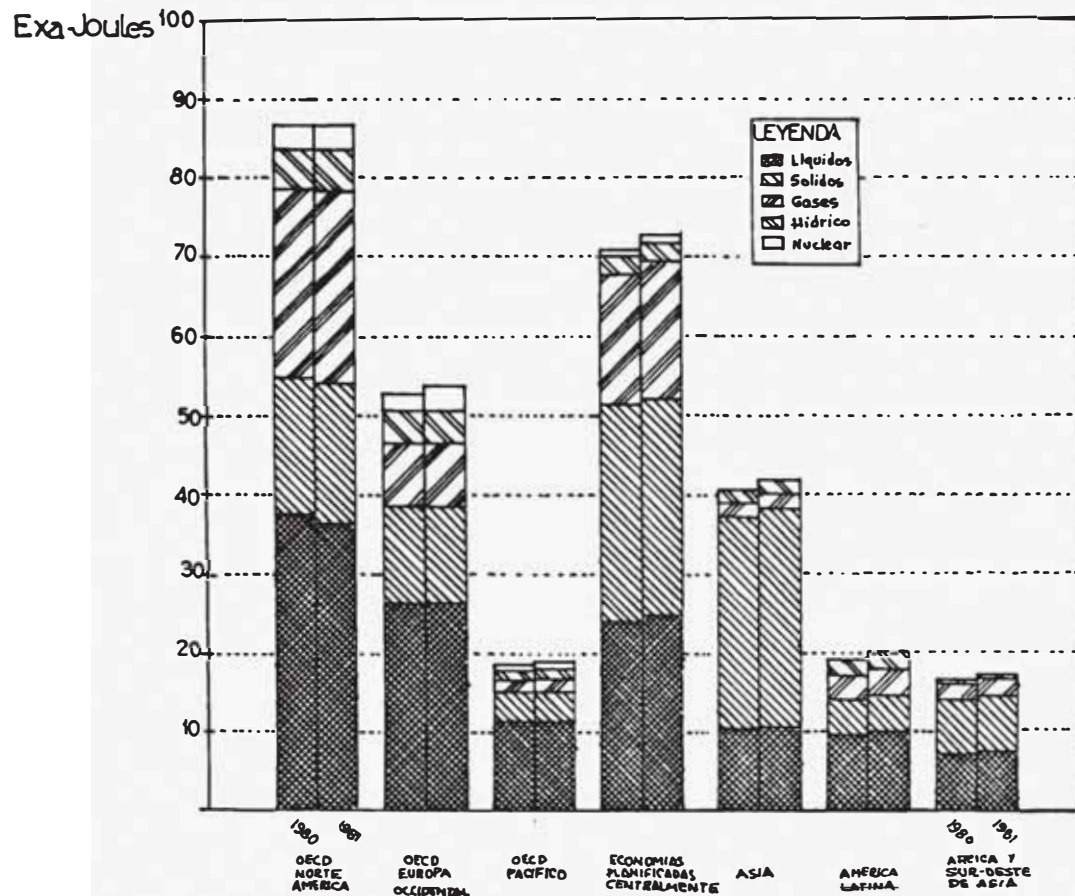


GRAFICO 2.2 CONSUMO TOTAL DE ENERGIA POR TIPO DE COMBUSTIBLE DURANTE 1980 Y 1981

* ELABORADO CON DATOS DE LA TABLA 2.3

TABLA 2.4. ESTIMADOS DE LA CAPACIDAD DE GENERACION ELECTRICA TOTAL Y NUCLEAR

GRUPO DE PAISES	1 9 8 1			1 9 8 5			1 9 9 0			2 0 0 0		
	Total Elec. GwW *	Nuclear		Total Elec. GWe	Nuclear		Total Elec. GWe	Nuclear		Total Elec. GWe	Nuclear	
		GWe	%		GWe	%		GWe	%		GWe	%
Norte América	728	62.4	8.5	743	109.7	14.7	831	130.9	15.7	1077	180.0	16.7
				794	109.7	13.8	904	138.1	15.2	1207	193.5	16.0
Europa Occid. OECD	455	53.9	11.8	505	101.8	20.1	581	118.4	20.3	823	239.2	29.0
				521	101.8	19.5	619	148.6	24.0	941	330.2	35.0
Pacífico	180	15.0	8.3	187	24.7	13.2	228	25.0	10.9	330	69.2	20.9
				196	24.7	12.6	249	31.7	12.7	395	96.1	24.3
Economías Planeadas Centralmente	381	18.3	4.8	518	38.4	7.4	688	53.2	7.7	1037	180.0	17.3
				540	38.4	7.1	758	77.8	10.2	1309	240.0	18.3
Asia	165	3.7	2.2	244	10.6	4.3	373	15.0	4.0	799	31.3	3.9
				255	10.6	4.1	410	15.9	3.8	1017	42.7	4.1
América Latina	107	0.3	0.3	144	2.9	1.9	180	6.5	3.5	251	13.9	5.5
				147	2.9	1.9	191	6.9	3.5	363	24.9	6.8
Africa y Sur-Oeste de Asia	66	-	-	84	1.8	2.1	99	1.8	1.8	197	9.5	4.9
				88	1.8	2.0	115	3.3	2.9	262	15.4	5.8
Total Mundial	2082	153.6	7.3	2425	289.9	11.9	2980	350.8	11.7	4514	723.4	16.0
				2541	289.9	11.4	3246	422.3	13.0	5494	942.8	17.1
Países Industrializados	1763	149.6	8.4	1982	276.5	13.9	2359	329.3	13.9	3312	671.9	20.2
				2057	276.5	13.4	2561	398.0	15.5	3897	864.8	22.1
Países en Desarrollo	319	4.0	1.2	443	13.4	3.0	621	21.5	3.4	1202	51.5	4.2
				484	13.4	2.7	685	24.3	3.5	1597	78.0	4.8

Nota: Los valores superiores e inferiores para la capacidad eléctrica total y nuclear son las estimaciones bajas y altas, respectivamente.

* Ver apéndice A.

FUENTE: IAEA

TABLA 2.5. ESTIMADOS DE LA GENERACION ELECTRICA TOTAL Y LA CONTRIBUCION DE LA ENERGIA NUCLEAR

GRUPO DE PAISES	1 9 8 1			1 9 8 5			1 9 9 0			2 0 0 0		
	Total Elec. TWh	Nuclear		Total Elec. TWh*	Nuclear		Total Elec. TWh*	Nuclear		Total Elec. TWh*	Nuclear	
		TWh	%		TWh	%		TWh	%		TWh	%
Norte América	2793	295.9	10.6	2884 3082	658.3	22.8 21.4	3386 3679	785.4 828.3	23.2 22.5	4385 4911	1080.0 1161.0	24.6 23.6
Europa Occid.OECD	1797	273.8	15.2	2006 2068	610.8	30.4 29.5	2446 2599	710.5 891.8	29.0 34.3	3439 39.35	1435.2 1981.2	41.7 50.3
Pacífico	760	85.0	11.2	775 812	148.3	19.1 18.3	972 1060	149.8 190.3	15.4 17.9	1401 1679	415.2 576.6	29.6 34.3
Economías Planas Centrales (E.O)	1847	104.3	5.6	2497 2603	230.4	9.2 8.9	3318 3656	319.2 466.8	9.6 12.8	4979 6277	1080.0 1440.0	21.7 22.9
Asia	696	18.0	2.6	1034 1080	63.5	6.1 5.9	1634 1803	90.0 95.6	5.5 5.3	3448 4394	187.8 256.2	5.4 5.8
América Latina	404	2.8	0.7	539 553	17.2	3.2 3.1	779 822	38.7 41.2	5.0 5.0	1077 1533	83.4 149.4	7.7 9.7
Africa y Suroeste de Asia	279			337 356	11.1	3.3 3.1	491 560	11.1 20.1	2.3 3.6	913 1194	58.8 92.4	6.4 7.7
Total Mundial	8576	779.7	9.1	10072 10554	1739.5	17.3 16.5	13025 14179	2104.7 2534.0	16.2 17.9	19642 23923	4340.4 5656.8	22.1 23.8
Países Industrializados	7291	758.9	10.4	8285 8688	1658.8	20.0 19.1	10276 11149	2976.0 2388.2	19.2 21.4	14427 17025	4031.4 5188.8	27.9 30.5
Países en Desarrollo	1285	20.8	1.6	1787 1866	80.7	4.5 4.3	2749 3030	128.7 145.8	4.7 4.8	5215 6898	309.0 468.0	5.9 6.8

NOTA: Los valores superiores e inferiores representan las estimaciones altas y bajas de la generación total y nuclear, respectivamente.

* Ver apéndice A.

FUENTE: IAEA

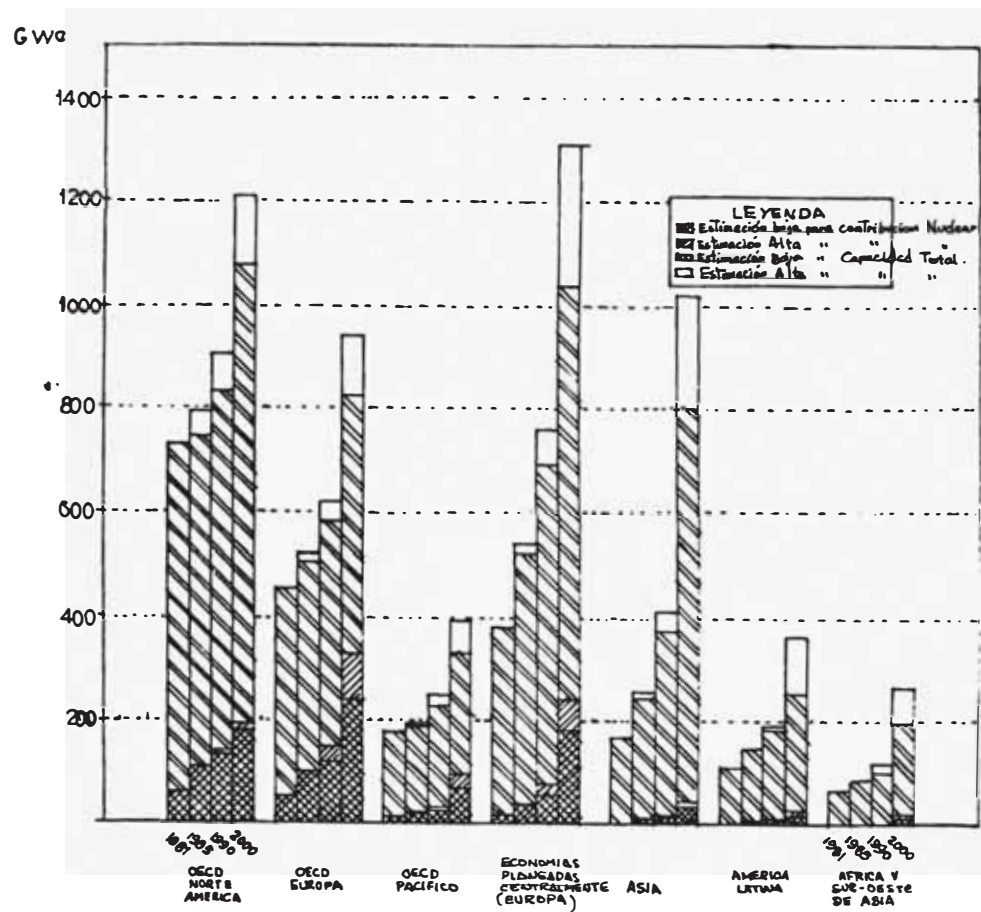


GRAFICO 2.3 CAPACIDAD DE GENERACION ELECTRICA TOTAL Y NUCLEAR
ELABORADOS CON DATOS DE LA TABLA 2.4

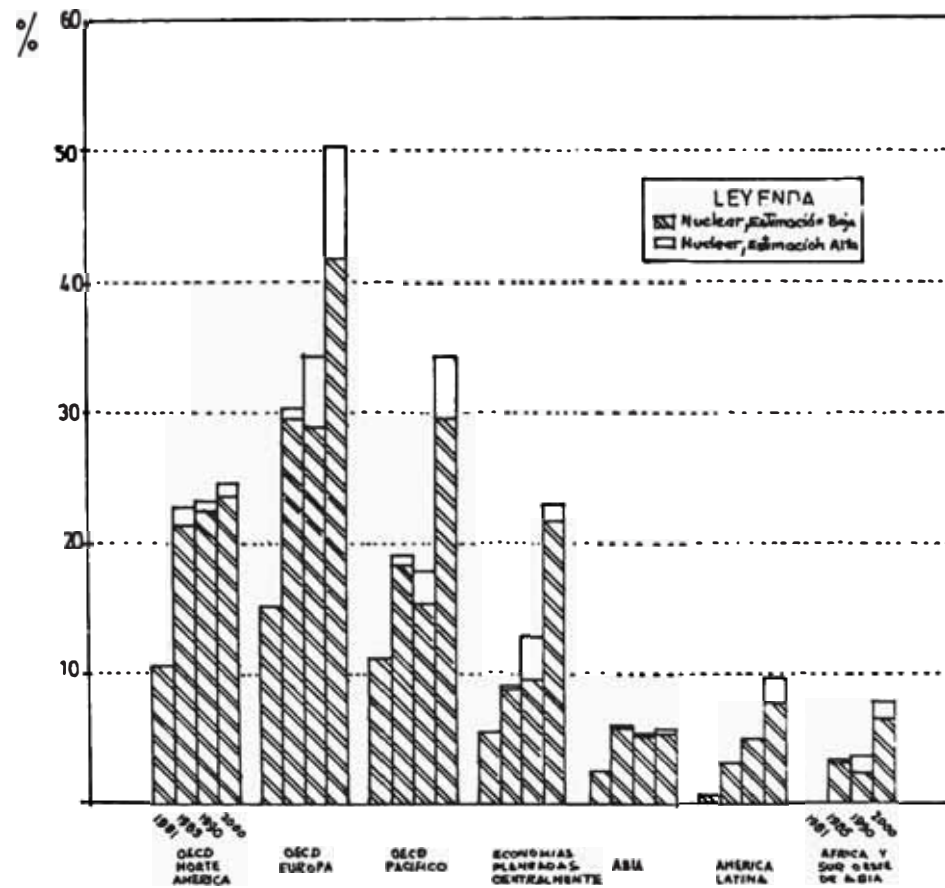


GRAFICO 24 PORCENTAJE DE ELECTRICIDAD SUMINISTRADA POR LA ENERGIA NUCLEAR
 ELABORADO CON DATOS DE LA TAB. 2.5

Además, los combustibles fósiles son necesarios y vitales como materia prima en industrias químicas para la producción de productos industriales como amonio para fertilizantes sintéticos, plásticos, productos farmacéuticos y muchos otros artículos de necesidad diaria. No hay duda que los combustibles fósiles pueden ser más efectivos y económicos usados para las aplicaciones arriba mencionadas, antes que ser empleado por centrales térmicas en la producción de energía eléctrica.

A diferencia del uso de los combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica, algunas otras formas de energía usados no podrán sustituir satisfactoriamente a estos para producción de electricidad a gran escala.

Así las llamadas "nuevas alternativas" de recursos energéticos tales como la solar, eólica, mareas, geotérmicas y biomasa, están en etapas de difícil desarrollo industrial y sus tecnologías aún no alcanzan niveles adecuados para su eficiente uso en la producción de energía a escala comercial, o tienen limitado potencial para la producción de electricidad en gran escala. Es por lo tanto improbable que para fines del siglo su contribución al suministro total de energía alcance un 5% a 10%.

La nucleoelectricidad puede reemplazar substancialmente grandes cantidades de combustibles fósiles para la producción de electricidad en gran escala.

Durante 1980 la producción de electricidad por Centrales Nucleares (660 TW.h) fue alrededor del 8% del total de electricidad generada en el mundo --

(8330 TW.h). Para el año 2000 la parte nuclear se -
espera se incremente entre el 20 y 25%.

Para los países en desarrollo la tasa de creci-
miento esperada de demanda de energía eléctrica se
prevé que será indudablemente más alta que la corres-
pondiente tasa de los países industrializados.

Las razones para esta alta tasa de crecimiento -
están relacionados con :

- Mayores tasas de crecimiento de población, en el
mayor número de países en desarrollo.
- La existencia de un mercado eléctrico no cubier-
to, y el bajo consumo de energía per cápita en -
la mayoría de países en desarrollo.
- La necesidad presente de energía eléctrica para
sustentar el desarrollo económico y progreso in-
dustrial y para aumentar el nivel de vida social,
que se encuentra retrasada respecto de los países
industrializados.

La presente distribución de la población mundial
y las tendencias esperadas se dan en un sumario en
la tabla 2.6 y gráfico 2.5 se observa que la pobla-
ción mundial esperada se incrementará en un 40% pa-
ra fines del siglo, llegando a superar los 6000 mi-
llones de habitantes (7). Para los países en desa-
rrollo las tasas promedios de crecimiento anual de
la población estimados se encuentran alrededor del
2.5% en la actualidad, que es tres veces mayor que
en los países industrializados, se estima que hasta
el año 2000 la relación entre las tasas de creci-
miento de países en desarrollo e industrializados -
se mantendrán prácticamente constante. La pobla-

TABLA 2.6. ESTIMACIONES DEL CRECIMIENTO DE LA POBLACION MUNDIAL

GRUPO DE PAISES	1 9 8 1		1 9 8 5		1 9 9 0		2 0 0 0	
	Millones de habitantes.	Tasa de crecimiento 1974-81	Millones de habitantes.	Tasa de crecimiento 1981-85	Millones de habitantes.	Tasa de crecimiento 1985-90	Millones de habitantes.	Tasa de crecimiento 1990-2000
Norte América	254.0	1.19	262.5	0.82	272.2	0.73	287.0	0.53
Europa Occid.OECD	396.5	0.56	403.8	0.45	413.9	0.50	432.5	0.44
Pacífico	135.4	0.94	138.4	0.56	142.5	0.58	150.3	0.53
Economías Planif. centralmente (E.)	404.2	0.84	421.5	1.05	438.4	0.79	465.9	0.61
Asia	2317.8	1.89	2544.0	2.36	2778.3	1.78	3231.6	1.52
América Latina	372.0	2.66	402.8	2.01	448.7	2.18	540.3	1.88
Africa, Sur-Oeste de Asia	575.7	2.93	654.7	3.27	756.5	2.93	986.6	2.69
Total Mundial	4455.7	1.79	4827.7	2.02	5250.4	1.69	6094.1	1.50
=====								
Países Industrializados	1220.3	0.88	1259.9	0.80	1305.9	0.72	1385.7	0.59
Países en Desarrollo	3235.4	2.15	3567.8	2.47	3944.5	2.03	4708.4	1.79

Fuente : IAEA

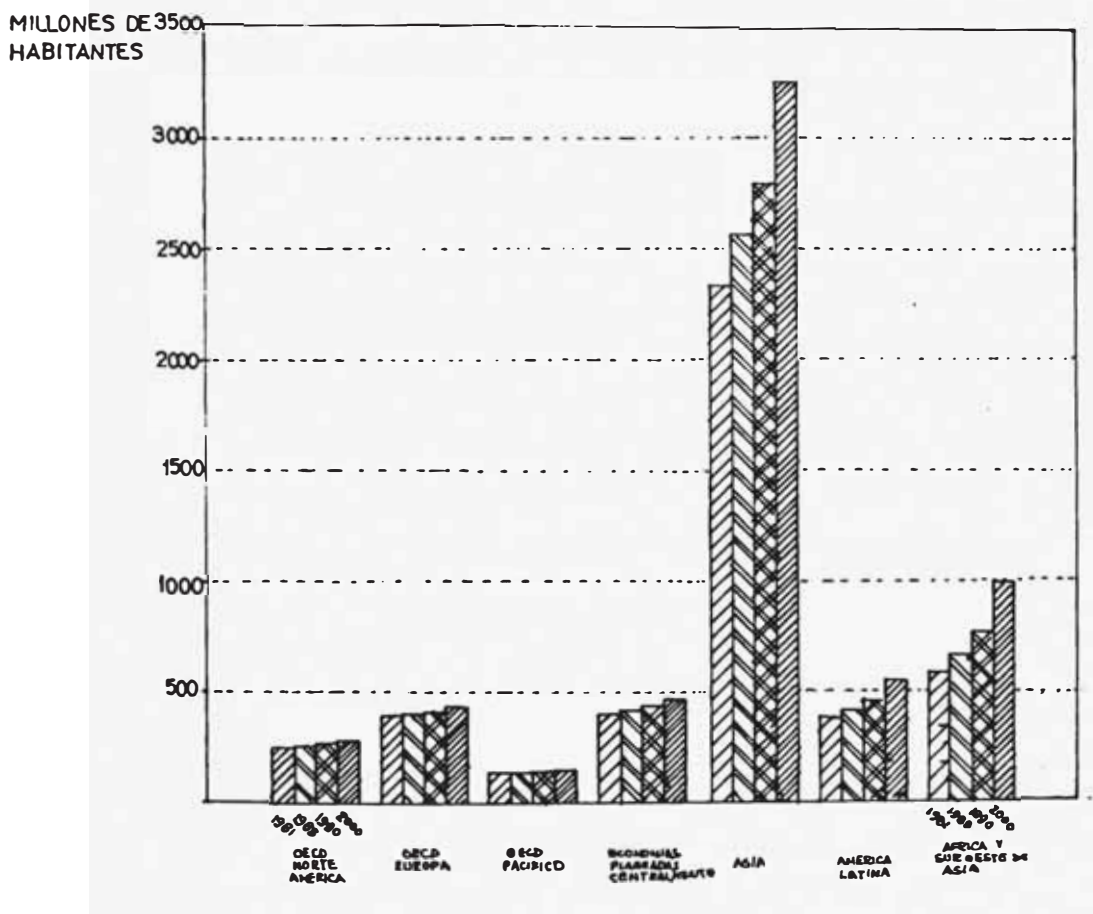


GRAFICO 2.5. ESTIMACIONES DE POBLACION
ELABORADOS CON DATOS DE LA TABLA 6

ción de los países en desarrollo será por consiguiente alrededor del 77% de la población total para el año 2000.

La distribución del consumo de energía y electricidad es reflejada en la tabla 2.7 y gráficos 2.6 y 2.7; se observa la notable disparidad de la energía consumida per cápita y total entre países en desarrollo e industrializados.

Las naciones industrializadas cuya población representa un 27% del total mundial, en la actualidad consume más del 75% de la energía del total mundial. El consumo promedio per cápita en los países industrializados es nueve veces mayor que el de los países en desarrollo.

Como se observa hay una "amplia distancia" en el nivel de vida, que sólo puede ser acortado con un desarrollo económico e industrial.

Este proceso de desarrollo será necesariamente acompañada de un rápido crecimiento de la demanda de la energía comercial y se requerirán grandes cantidades de energía eléctrica con sus correspondientes inversiones. La energía eléctrica es probablemente el elemento clave en el progreso y desarrollo de los países en desarrollo.

El mayor desafío que enfrentarán los países en desarrollo en la realización de su desarrollo industrial y económico está en la provisión de energía eléctrica no cara y de fuentes energéticas seguras. Para alcanzar tales propósitos, un extenso trabajo de planeamiento debe ser emprendida para tasar y evaluar las posibilidades de aprovechamiento de todo

TABLA 2.7. ESTIMACIONES DEL CONSUMO TOTAL DE ENERGIA Y ELECTRICIDAD PER CAPITA
 (Unidades : Energía EJ : Electricidad MW-h)

GRUPO DE PAISES	1 9 8 1		1 9 8 5		1 9 9 0		2 0 0 0	
	Energía	Electri.	Energía	Electricid.	Energía	Electricid.	Energía	Electricid.
Norte América	342	10.7	362-370	10.6-11.3	373-392	12.0-13.0	387-427	14.7-16.5
Europa Occid. OECD	135	4.5	149-151	4.8- 4.9	166-170	5.7- 6.1	197-208	7.7- 8.8
Pacífico	140	5.5	163-171	5.4- 5.7	184-202	6.6- 7.2	210-250	9.0-10.8
Economías planif. Central (Europa)	180	4.4	200-206	5.7- 6.0	220-236	7.3- 8.0	252-290	10.3-13.0
Asia	18	0.3	22-23	0.4- 0.4	27- 29	0.6- 0.6	38- 46	1.0- 1.3
América Latina	54	1.0	53-56	1.3- 1.3	60- 66	1.7- 1.8	72- 88	1.9- 2.7
Africa y Sur Oeste de Asia	30	0.5	30-31	0.5- 0.5	35- 40	0.6- 0.7	45- 58	0.9- 1.2
Promedio Mundial	70	1.9	74- 76	2.0- 2.1	80- 86	2.4- 2.6	91-105	3.1- 3.8
Países Industria- lizados	192	5.8	211-216	6.3- 6.6	227-240	7.6- 8.2	253-282	10.0-11.8
Países en Desarro llo	24	0.4	26- 27	0.5- 0.5	32-35	0.7- 0.7	43- 52	1.1- 1.4

Fuente : IAEA

* Ver apéndice A.

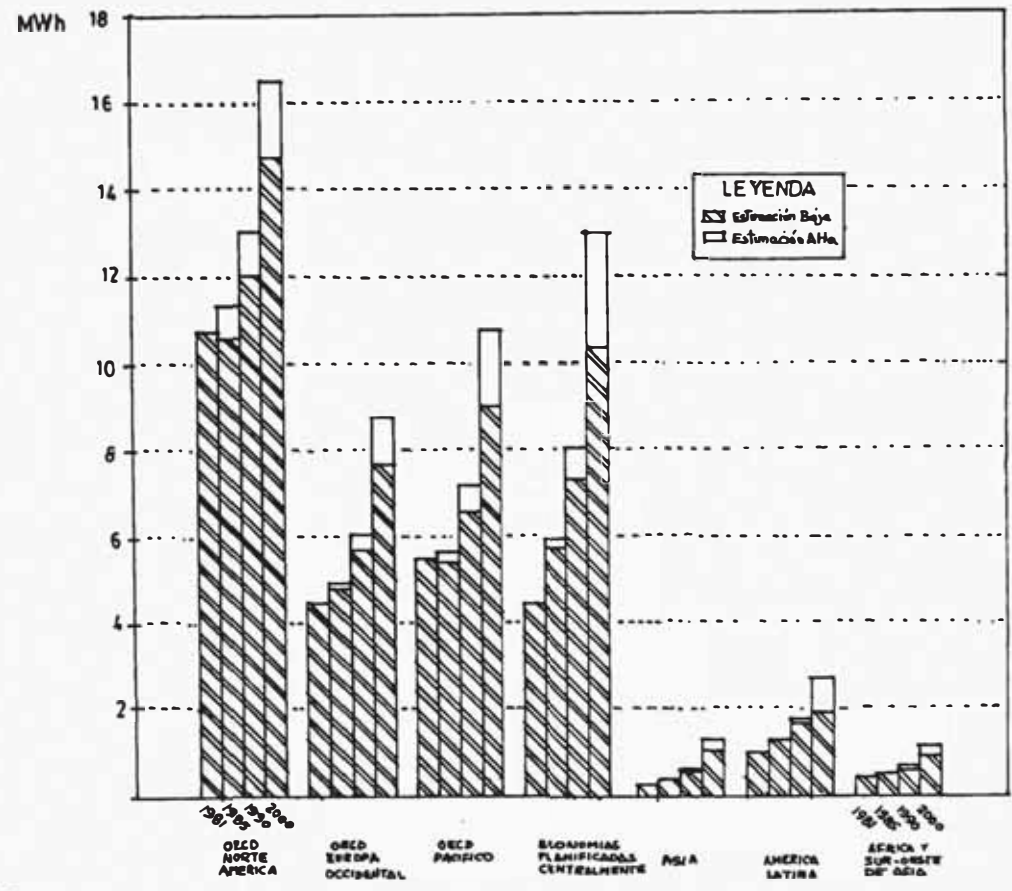


GRAFICO 2.6 CONSUMO DE ELECTRICIDAD PERCAPIA
ELABORADO CON DATOS DE LA TABLA 2.6

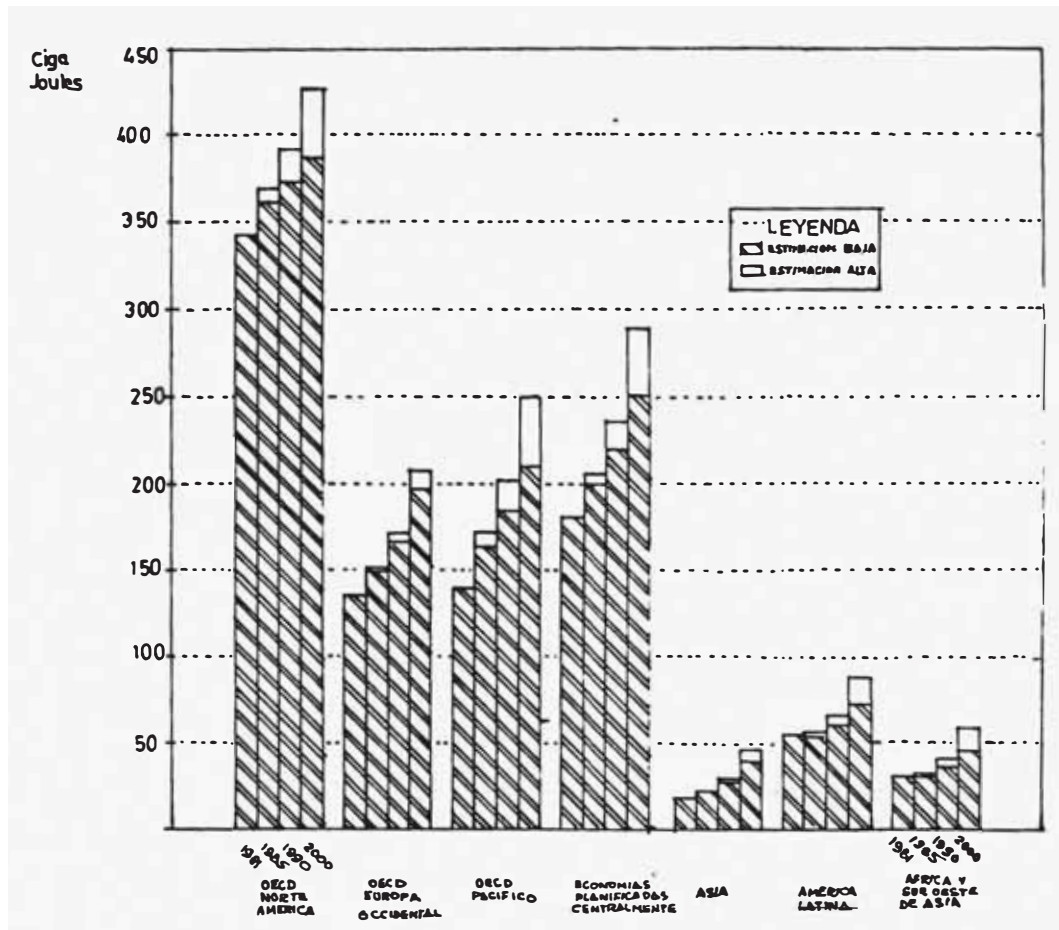


GRAFICO 2.7 CONSUMO ANUAL DE ENERGIA PERCAPITA
 *ELABORADO CON DATOS DE LA TABLA 2.7

recurso de energía al mayor alcance posible.

En la década pasada la nucleoelectricidad alcanzó una posición predominante entre las fuentes alternativas de energía. La posición competitiva de las centrales nucleares comparada con las centrales que queman combustible fósiles atrajo la atención de muchos países, llevando a éstos a tener como una opción energética a la nucleoelectricidad.

Los argumentos que sustentan la necesidad por la nucleoelectricidad puede resumirse en los siguientes puntos :

- Es una fuente de energía que tiene un gran nivel de desarrollo y puede ser usado inmediatamente para la producción de energía eléctrica en gran escala, lo que no ocurre con otras nuevas fuentes alternativas de energía.
- Es la única alternativa aparte de la hidroelectricidad en algunos países en desarrollo capaz de substituir suficientemente a las centrales convencionales que queman combustibles fósiles, y por lo tanto puede ahorrar y conservar combustibles fósiles, en particular el petróleo, que es de vital importancia para usos donde no es viable su substitución.
- La existencia de una amplia experiencia de operación de más de 300 reactores de potencia por todo el mundo provee una bien establecida tecnología, base para el desarrollo futuro.
- Los problemas enfrentados en un país para la introducción de la nucleoelectricidad son superables con adecuadas soluciones. Así, la efectiva

implementación de un proceso de desarrollo de infraestructura para el desarrollo tecnológico, presupone la existencia de una serie de condiciones favorables en términos institucionales, administrativos y técnicos.

2.3. Centrales Nucleares en Operación y en Construcción

Hay diferentes sistemas de reactores de potencia que son usados en el presente para la generación de energía eléctrica.

Los siguientes tres sistemas proveen una disponibilidad comercial para exportación representando alrededor de 86% de la potencia nucleoelectrica instalada total.

- PWR - Reactores moderado y refrigerados por agua ligera presurizada, (57%).
- BWR - Reactores moderados y refrigerados por agua ligera en ebullición, (25%).
- PHWR - Reactores presurizados moderados y refrigerados por agua pesada, (4%).

Otros 13% de la potencia instalada corresponden a los siguientes sistemas :

- LWGR - Reactores refrigerados por agua ligera y moderados por grafito, (6%).
- GCR - Reactores refrigerados por gas y moderados por grafito, (5%).
- AGR - Reactores avanzados refrigerados por gas y moderados por grafito (2%).

Finalmente, alrededor del 1% corresponde a sistemas que pueden ser definidos como avanzados o parcialmente desarrollados, tales como :

FBR (Fast Breeder reactor), el HTGR - (High temperature gas - cooled, graphite moderated reactor) y el HWLWR - (Heavy - water - moderated, light water - cooled reactor).

Las centrales nucleares en operación en el presente incluyen unidades cuyos tamaños varían en el rango de 150 a 300 MW (e) que fueron construidas durante la etapa inicial de la evolución de la nucleoelectricidad. En el presente las centrales comerciales son construidas con unidades de mayor tamaño del orden de 600 a 1300 MW (e).

En la tabla 2.1 se lista las unidades en construcción (179) hasta fines de 1984 en 26 países con una capacidad total de 162303 MW (e).

De éstas, 36 unidades con una capacidad total de más de 23000 MW (e) que están siendo construidas en 12 países en desarrollo, todos los reactores corresponden a los tres tipos considerados como comerciales y disponibles para su exportación. Los reactores en operación en países en desarrollo (15 unidades en 8 países: con 5700 MW (e)), tiene una substancial incrementación en términos absolutos y relativos.

2.4. Programas y Pronósticos de Centrales Nucleares

El crecimiento futuro de la nucleoelectricidad - está condicionada por la influencia de factores económicos, sociales y políticos entre otros.

Los estimados y pronósticos de la capacidad nuclear debe considerarse bajo constante revisión en la medida del predominio de factores relevantes en un período particular. Tales factores que afectan planes de corto plazo, así como los de mediano plazo y a largo plazo para programas nucleares, son :

- Conservación de energía .- Esta tendencia persiste en algún grado desde la crisis del petróleo en 1973.
Se tiende a preservar un adecuado margen de reserva para muchos concesionarios y la minoría de estos encuentran lo necesario para adicionar unidades de base, primando el mercado para centrales nucleares.
- Recesión económica .- La recesión reduce un tanto el consumo de energía.
Hay también reducción del crecimiento de la industria por causa de renunciar a hacer nuevas inversiones y de ese modo defiende el incremento - de demanda de energía.
- Incertidumbre en la disponibilidad del suministro de combustible y servicios .- La perspectiva de operar centrales nucleares de gran consideración para asegurar el suministro de combustible y servicios del ciclo de combustibles y decisiones de inversión son consideradas por mayor seguridad.

- Incertidumbre en el proceso de reglamentación (licenciamiento) La continua evolución de los criterios de licenciamiento tiene un efecto de inestabilidad sobre los concesionarios. Esas incertezas resultan en un prolongamiento del tiempo requerido para implementar decisiones para incrementar capacidad de generación nuclear y en superar costos.

- Limitaciones financieras .- Las políticas se resisten a incrementar las tarifas de electricidad y los problemas en obtener préstamos preferenciales a largo plazo, para muchos concesionarios en dificultades financieras que tienden a acortar decisiones para realizar grandes proyectos de inversión de capital.

- Aceptación pública de centrales nucleares .- Algunos sectores de la opinión pública en varios países se preguntan la conveniencia de la energía nuclear para propósitos energéticos. Ante posibles accidentes nucleares y los efectos y sus consecuencias sobre los ecosistemas. En los últimos años, la opinión pública se opone a la energía nuclear en forma creciente como consecuencia de accidentes nucleares que se relacionan más con errores humanos, que con la tecnología nuclear.

- Políticas internas .- En algunos países se han adoptado políticas contrarias al desarrollo nuclear por desconocimiento de la tecnología, pero más aún por "extrapolar" los riesgos potenciales de sus aplicaciones en la generación eléctrica.

- Precios y suministros de combustibles fósiles .- Nuevos importantes descubrimientos de recursos fósiles han afectado negativamente los programas nacionales para el desarrollo nuclear. Por otro lado, los incrementos de los precios de combustibles fósiles han tenido a promover el desarrollo nuclear.
- Factores sociales de naturaleza mundial .- Las tendencias medidas en el crecimiento de la población, estilos de vida y protección del medio ambiente tienen un efecto acumulativo sobre el crecimiento de la energía. A largo plazo esos efectos influyen en el crecimiento de la energía nuclear.
- Desarrollo de nuevas tecnologías .- Estos serán naturalmente influyentes en los modelos de suministro de energía, incluyendo el crecimiento de la energía nuclear. Los efectos serán relativamente pequeños hasta antes del año 2000, pero deben considerarse importantes a largo plazo.
- Política energética nacional y cooperación internacional .- Políticas nacionales, tales como las dirigidas a la independencia energética o al incremento de la cooperación internacional en el desarrollo tecnológico, y por otro lado la disminución de la reserva de recursos energéticos a nivel mundial tendrán efectos considerables sobre programas nucleares futuros.

Hay mucha dificultad para identificar y estimar el impacto de todos los factores que afectan al futuro crecimiento de la energía nuclear. Algunos factores tienen indudablemente efectos negativos, -

en otros períodos tienden a compensar y proveer incentivos para el desarrollo de la energía nuclear. Estos factores y sus consecuencias también tienden a cambiar con el tiempo. Sin embargo esto, es un problema común para todo tipo de pronósticos, por lo que siempre es conveniente reconocer limitaciones para evaluar la fiabilidad del pronóstico.

Los cambios en los pronósticos, realizados en diferentes fechas, para diferentes condiciones y con diferentes suposiciones, pueden ser interpretados como válidos dentro del marco del método aplicado, repercutiendo en la fiabilidad de los resultados.

Considerando los factores arriba mencionados y en la medida de los cambios sociales, políticos y económicos, las estimaciones y pronósticos sobre la capacidad de la energía nuclear presentará considerables variaciones.

Esos pronósticos deben ser cambiados continuamente desde que el desarrollo de la nucleoelectricidad ha ido en continuo crecimiento desde sus comienzos y más aún en años recientes.

Las tablas 2.4 y 2.5 contienen los pronósticos del IAEA sobre el crecimiento de la energía nuclear en el período 1981-2000. A corto plazo, los pronósticos tienen un alto grado de fiabilidad que a largo plazo.

Ninguna central nuclear puede ser puesta en operación en 1985 sino inició su construcción en 1980 (se asume 5 años de construcción como promedio) y alrededor del 80% de esas centrales se espera que -

se terminen dicho año.

Esto es sino hay retrasos, pero existen otros factores que afectan los proyectos, así los pronósticos de un mediano y largo plazo no tienen influencia sobre proyecciones a corto plazo. Los pronósticos de mediano plazo son principalmente basados en información respecto a programas nucleares de los países interesados, tal como ellos preveen luego los pronósticos de largo plazo son obtenidas usando las tasas de crecimiento de energía, electricidad e indicadores macroeconómicos, tomando en cuenta también los efectos de los factores de desarrollo.

El horizonte temporal, así como la definición de lo que se sobreentiende por planificación de reactores, difiere de país a país, el último puede referirse a intenciones o al comisionamiento de proyectos.

Más del 80% de la capacidad nuclear en operación o en construcción se concentra en algunos pocos países. Los EE.UU. cuenta con cerca de la mitad y Francia, Rusia con el resto. Un 10% adicional corresponde a España, Suecia, Corea, Bélgica y Taiwan, la diferencia se distribuye entre 18 países (ver Tabla 2.1).

Respecto a planes futuros de desarrollo de la energía nuclear, la mayoría de los países con proyectos iniciados tienen planes de ampliar su capacidad nuclear.

Algunos de ellos como Francia, Rusia, Japón, Corea y Brasil, tienen amplios programas mientras que otros tienen un modesto desarrollo; así en algunos

programas hay lentitud, los EE.UU. está entre ellos, y el impacto de su lentitud tiene franqueado los pronósticos mundiales.

Un pronóstico dado por la IAEA (tablas 2.4 y 2.5) para el crecimiento anual de la energía nuclear está entre el 9% y el 10% para el período de 1980 al 2000. Esta tasa de crecimiento es el doble del que se estimó para la tasa de crecimiento anual de consumo de electricidad.

El número de países con centrales nucleares en la actualidad es de 30 y un número de países (la mayoría en vías de desarrollo) están iniciando proyectos para su primer reactor antes del año 2000. Si observamos en forma optimista las estimaciones antes del fin de siglo unos cincuenta países deben contar con programas nucleares y más de 25 serán países en desarrollo.

2.5. Centrales Nucleares en América Latina

El panorama energético Latinoamericano se caracteriza en la actualidad por un índice de crecimiento del consumo de electricidad menor que el registrado en el pasado (e inicialmente estimado para el futuro), en la tabla 2.8 se muestran pronósticos de capacidad instalada para Latinoamérica realizados en 1970 (4).

TABLA 2.8. PRONOSTICOS DE CAPACIDAD ELECTRICA INSTALADA Y CAPACIDAD NUCLEAR INSTALADA EN LATINOAMERICA

(AÑO : 1970)

(GWE)

LATINOAMERICA	1 9 7 0		1 9 7 5		1 9 8 0		1 9 8 5	
	TOTAL	NUCL.	TOTAL	NUCL.	TOTAL	NUCL.	TOTAL	NUCL.
Argentina	6.8	0.0	10	0.3	15	1.5	23	2.5
Brasil	10.6	0.0	16	0.0	24	1.5	35	6.0
Chile	2.1	0.0	3	0.0	5	0.4	7	1.2
Cuba	1.4	0.0	2	0.0	3	0.4	5	1.4
México	6.5	0.0	10	0.6	16	2.0	25	7.5
Otros	11.0	0.0	16	0.9	23	0.0	32	0.0
Total	38	0.0	57	0.9	86	6.0	128	10.0

Esta tabla resume los pronósticos de capacidad eléctrica instalada y nuclear para los años 1975, 1980 y 1985, realizados en 1970. Estas perspectivas de desarrollo no se presentaron claras y los plazos establecidos para los programas nucleares en elaboración en esa fecha, se dilataron. Esta situación puede atribuirse a factores como: crisis económica internacional sobre intensificación de estudios de recursos hídricos, aumento de costos de centrales nucleares, entre otros.

Sin embargo, muchos países mantienen actividades en el sector nuclear a nivel de estudios preliminares, investigaciones básicas y preparación de personal. Programas de implantación de centrales nucleares sólo llegaron a ser puestos de ejecución en Argentina, Brasil, Cuba y México*.

En Argentina, la Central Atucha I de 335 MW en operación desde 1974, la Central Embalse de 600 MW, en inicio de operación y la de Atucha II de 692 MW en construcción. Otras centrales de uranio natural y agua pesada, como las anteriores con una capacidad del orden de 600 - 700 MW, deberán entrar en operación en los próximos veinte años.

Simultáneamente se está desarrollando un programa industrial en el área de fabricación de combustible nuclear y de producción de agua pesada, otros - como crecimiento de capacitación del país en las áreas de proyectos, ingeniería y fabricación de componentes para centrales nucleares.

En Brasil, la Central Angra I (PWR, 626 MW) se encuentra en etapas de pruebas finales de puesta en marcha y se lleva adelante un programa de cooperación con Alemania. Desde 1975, este programa en plena ejecución prevee la construcción de ocho centrales PWR de 1245 MW cada uno, y la completa transferencia de tecnología en las áreas de ingeniería, - proyecto y construcción de centrales, de fabricación de componentes y del ciclo de combustibles. De las centrales previstas, dos están en construcción Angra 2 y 3 y dos con inicio previsto para 1985/6 - Iguape 1 y 2 y las cuatro restantes deberán estar - en operación de acuerdo a los planes actuales hasta el año 2000.

En Cuba se encuentra en construcción la Central Cienfuegos situada en Huaragua. Consta de dos unidades PWR de 440 MW (Tipo VVER) y su primera puesta en marcha está prevista para 1987. Para la región de Holguín fue definida otra central idéntica.

La Central Nuclear de Laguna Verde en México, - con dos unidades BWR de 654 MW, deberá colocar en operación la primera unidad en 1986 y la segunda - en 1988. El nuevo plan energético nacional tiene - como objetivo el alcanzar 5000 MW nucleares antes - de fin de siglo.

La Tabla 2.9 resume la situación de estos cuatro países.

TABLA 2.9. AMERICA LATINA - CENTRALES NUCLEARES EN DESARROLLO

	En Operación o construcción MW	Previstas MW	Total (Año 2000) MW
Argentina	1600	1800	3400
Brasil	3100	7500	10600
Cuba	900	900	1800
México	1300	3700	5000
Total	6900	13900	20800

=====

Un segundo grupo está formado por países que, si bien otorgan prioridad a las Centrales Hidroeléctricas (o a otros recursos energéticos disponibles en el país, como CARBON O ENERGIA GEOTERMICA), entrevean la posibilidad de alcanzar el total aprovechamiento de su potencial energético en los próximos veinte años, y por tanto han llevado adelante estudios con el propósito de definir la conveniencia y el momento de introducir la generación nuclear en sus sistemas. Forman este grupo: Chile, Perú, Venezuela y Uruguay.

2.6 . Perspectivas de la Nucleoelectricidad en el País

Un análisis cualitativo de la introducción de una central nuclear al Sistema Eléctrico del País se puede realizar desde los siguientes puntos de vista: de recursos energéticos, mercado eléctrico y sistema eléctrico.

- a. Desde el punto de vista de recursos energéticos, el país posee un gran potencial de recursos hídricos, carboníferos, etc., técnicamente probados e inexplorados pero de difícil desarrollo - tanto en lo económico como en lo que a ingeniería se refiere. De esta manera existe un compromiso con el futuro energético del país y para lograr un cambio sustantivo de esta situación, se plantea la necesidad de aperturar a recursos energéticos no convencionales tales como la energía solar, eólica, mareomotriz, del uranio. Esto conduce a pluralizar aún más el potencial - de recursos energéticos evitando el truncamiento al desarrollo energético del país que está su jeto a uno o dos tipos de recursos.

- b. En cuanto al mercado eléctrico, se puede afirmar una retracción tanto en la oferta como en la demanda de energía. Pero, en el país es determinante a una retracción incesiva en el mercado eléctrico es la oferta dado que existen centros - de generación alejados de los centros de carga, de potencia instalada limitada en algunos casos, con una hidrología errática, con centros de carga diseminados y en general con una topología de redes rígida e inflexible, etc. A todo esto debemos agregar el problema tarifario que retrae -

al usuario al mayor consumo de energía eléctrica dando lugar al uso de recursos de menor jerarquía como la biomasa.

Visto así, el problema del mercado eléctrico parece estar inevitablemente destinado a perdurar por mucho tiempo con políticas energéticas inadecuadas.

El Perú tiene un consumo de energía per cápita - bajo y con índices de electrificación también bajos se afirma que un 60% de la población del Perú aún no conocen la energía eléctrica.

Si el mercado eléctrico del país persiste en su modelo actual, el desarrollo energético quedará truncado, por esto se hace necesario adoptar modelos alternativos, principalmente en la oferta de energía con sistemas de generación que flexibilicen el suministro de energía, cercanos a los centros de carga, etc.

- c. En cuanto a la relación del sistema eléctrico - con una unidad nuclear podemos decir que inevitablemente una unidad nuclear bajo el costo del - KWh - del sistema (Ver Cap. VI).

Por otra parte dado que su emplazamiento estará ubicado en la región de la costa, flexibilizaría el suministro de energía, tanto para el flujo de potencia, como para el despacho, también diversificaría la generación, y se tendría mejores índices de confiabilidad del sistema y mejora de topología de las redes eléctricas.

CAPITULO III

SISTEMAS DE REACTORES NUCLEARES

3.1. Fundamentos de Operación

3.1.1 El Proceso de Fisión

Solamente se produce una fisión en ciertos núcleos de número atómico (Z)* y másico (A)** elevado, siendo un factor que contribuye de modo importante el alto valor de Z^2 y, por consiguiente, el de la fuerza repulsiva existente en el interior del núcleo. En el proceso de fisión, el núcleo compuesto excitado que se forma tras la absorción de un neutrón, se escinde en dos núcleos más ligeros, denominados fragmentos de fisión. Cuando la energía cinética del neutrón incidente es pequeña, es decir, se trata de un neutrón lento, los dos fragmentos poseen generalmente masas desiguales. Dicho de otro modo, la fisión simétrica por neutrones lentos, es infrecuente; en la mayoría de las fisiones provocadas por neutrones lentos, la relación de masas de los fragmentos de

* El número atómico (Z) de un elemento determinado es igual al número de protones existentes en el núcleo atómico.

** El número másico (A) de un elemento determinado es igual al número total de nucleones (protones más neutrones) existentes en el núcleo atómico.

fisión es aproximadamente de 2 a 3.

Solamente tres núclidos (Uranio - 233, uranio - 235 y plutonio - 239), con estabilidad suficiente para que puedan ser almacenados durante largo tiempo, son fisionables - por neutrones de todas las energías desde valores térmicos - o inferiores - hasta millones de electrón - voltios (ver Apéndice). De los tres, únicamente el uranio-235 existe en la naturaleza; los otros dos se producen artificialmente a partir de uranio-238 y torio-232, en la forma antes descrita, esto es - por captura neutrónica¹ seguida de dos desintegraciones beta². Se conocen algunas especies más, capaces de experimentar fisión por neutrones de cualquier energía, pero son fuertemente radiactivas y se desintegran tan rápidamente que carecen de valor práctico para la obtención de energía nuclear.

Además de los núclidos fisionables por - neutrones de cualquier energía, hay otros - que requieren neutrones rápidos para producir fisión; entre éstos, merecen citarse torio -232 y uranio -238. Con neutrones de energía inferior a 1 Mev, la única reacción - que tiene lugar es la de captura radiactiva, pero por encima de este valor umbral también se produce fisión en cierta cantidad. Puesto que la fisión de torio -232 y uranio -238 sólo es posible con los neutrones suficiente-

Captura Neutrónica.- captura de neutrones por - los núcleos de cualquier elemento.

² Desintegración Beta.- emisión de partículas similar a los electrones ordinarios, pueden estar cargados positiva o negativamente.

mente rápidos se les designa con el nombre de núclidos fértiles. Para distinguirlos al uranio -233, uranio -235 y plutonio -239, que experimentan fisión por neutrones de cualquier energía, se les dá el nombre de núclidos físiles. Finalmente, como el torio -232 y el uranio -238 pueden convertirse en especies físiles (uranio -233 y plutonio -239, respectivamente), se les denomina núclidos -fértiles

Desde el punto de vista de la utilización de la energía nuclear, la importancia del proceso de fisión radica en dos hechos. El primero es que en dicho proceso se libera una gran cantidad de energía por unidad de masa de combustible nuclear, y el segundo es que la reacción de fisión, iniciada por neutrones, origina la liberación de más neutrones. La combinación de estas dos circunstancias es, justamente, lo que hace posible el diseño de un reactor nuclear, el que se establece una reacción de fisión en cadena, autosustentada con producción de energía en forma continua. Una vez iniciada la reacción de fisión en unos cuantos núcleos, mediante una fuente externa de neutrones, los neutrones producidos en la reacción la propagan a otros núcleos. Hay que hacer notar, sin embargo, que una reacción en cadena autosustentada solamente es posible con núclidos físiles. Ni el torio -232 ni el uranio -238 pueden mantener una reacción en cadena debido a que la probabilidad de fisión es pequeña, incluso para neutrones de energía superior al

umbral de 1 Mev, y también a que la dispersión inelástica reduce rápidamente la energía de los neutrones por debajo de este valor umbral.

La liberación de neutrones en el proceso de fisión puede explicarse de modo siguiente. En el núcleo compuesto U^{236} que se forma cuando el núcleo de uranio-235 captura un neutrón, la relación de neutrones a protones es del orden de 1,57; en consecuencia, al escindirse este núcleo en dos fragmentos con números másicos comprendidos aproximadamente entre 95 y 140, la relación neutrón/protón debe tener el mismo valor en los productos instantáneos. Ahora bien, es conocida por la física nuclear claramente que este valor de la relación neutrón/protón es demasiado alto, a efectos de la estabilidad, tratándose de núcleos de masa intermedia. Por consiguiente, si estos núcleos producidos por fisión disponen de energía de excitación suficiente, pueden emitir neutrones, tendiendo con ello a adquirir mayor estabilidad.

El número de neutrones emitidos de esta forma es insuficiente, sin embargo, para conferir estabilidad a los fragmentos de fisión resultantes. Estos poseen todavía una relación neutrón/protón demasiado alta, por consiguiente son radioactivos y muestran actividad beta negativa. Por término medio, los fragmentos de fisión experimentan tres etapas de desintegración radioactiva, antes de convertirse en núcleos estables. Se aplica la denominación general de productos de fisión

a la mezcla compleja de núclidos, fuertemente radioactiva, consistente en los fragmentos de fisión y sus diversos productos de desintegración

3.1.2 Energía de Fisión

Para calcular la cantidad de energía puesta en libertad por fisión de un núcleo atómico, basta con determinar la disminución neta de masa, a partir de las correspondientes masas isotópicas y aplicar luego la relación masa-energía de Einstein. Otro procedimiento muy simple e instructivo aunque menos exacto, consiste en lo siguiente. Prescindiendo de los neutrones que intervienen en el proceso, cuya contribución es despreciable a efectos de este cálculo, la reacción de fisión puede representarse -en forma aproximada- del modo siguiente:

Uranio -235 \rightarrow Producto de fisión A + Producto de Fisión B + Energía.

La energía media de enlace por nucleón en el uranio -235 es de unos 7,6 Mev, de modo que podemos escribir:

$92 p + 143 n \rightarrow \text{Uranio -235} + (235 \times 7,6) \text{ Mev}$

representando p y n protones y neutrones, respectivamente. Los números másicos de ambos productos de fisión están comprendidos, en su mayor parte, en el intervalo 95-140, al que corresponden energías de enlace por nucleón (por ejemplo estaño-120) del orden de 8,5 Mev,

por tanto:



Restando miembro a miembro las dos expresiones de energía de enlace, se obtiene como resultado :



Así pues, la fisión de un núcleo de Uranio-235 -u otro similar- deja en libertad cantidades de energía superiores a 200 Mev. Si se compara esta cifra con la de 4 ev que se producen, aproximadamente, por combustión de un átomo de carbono-12, se llega a la conclusión de que la fisión del uranio posee un rendimiento energético alrededor de 2,5 millones de veces superior al que se obtiene por combustión de igual masa de carbón. Dicho de otro modo, 1 libra de material fisiónable posee capacidad para producir la misma cantidad de energía que 1400 toneladas de carbón, con un poder calorífico de 13000 Btu/lb.

Para convertir en unidades prácticas los valores de la energía de fisión recordemos que 1 Mev (ver apéndice para las unidades) es igual a 1.60×10^{-6} erg, equivalente a $1,60 \times 10^{-13}$ W-S. Por consiguiente, la energía total disponible por fisión (200 MeV) es del orden de 3.2×10^{-11} vatios-segundo, de suerte que para producir la energía 1 vatio-segundo son necesarias

$3,1 \times 10^{10}$ fisiones. En otros términos con ritmo de $3,1 \times 10^{10}$ fisiones por segundo, se obtiene la potencia de 1W.

Un átomo-gramo de cualquier elemento-masa atómica del elemento expresada en gramos contiene $0,602 \times 10^{24}$ (número de Avogrado) núcleos individuales; o si todos ellos experimentan fisión, la energía puesta en libertad sería $(0,602 \times 10^{24}) (3,2 \times 10^{11}) = 1.9 \times 10^{13}$ vatios-segundo, es decir: $5,6 \times 10^6$ KW-h. Esta es la cantidad total de calor que se produciría por fisión completa de 233 gramos de uranio-233, 235 gramos de uranio-235 ó 239gr. de plutonio-239. Prescindiendo de las ligeras diferencias existentes entre las masas anteriores, se puede considerar que los resultados de la tabla 3.10 son aplicables a cualquier de los materiales citados. Un hecho que conviene tomar en cuenta, es que la potencia producida por fisión de 1 gramo de material por día, es aproximadamente 10^6 W, es decir, 1MW. Sin embargo, la masa consumida es realmente superior a 1 gramo, debido a las pérdidas de núcleos fisiónables, como consecuencia de reacciones de captura no seguidas de fisión.

Tabla 3.10 Calor liberado por una Libra de Material Fisionable.

0,9	x	10^{13}	cal
1.0	x	10^7	KWh
2.8	x	10^{13}	ft-lb
3.6	x	10^{10}	Btu

La mayor parte de energía de fisión -más de

80%- aparece como energía cinética de los -- fragmentos de fisión, lo cual se transforma - en calor inmediatamente. Parte del 20% res- tante se presenta en forma de radiación gamma instantánea, procedentes de los fragmentos de fisión excitados, y como energía cinética de los neutrones de fisión. Corresponde al res- to de fisión radioactivas, energía que se va liberando gradualmente, según dichos productos se van desintegrando a largo tiempo. Esta e- nergía de desintegración se manifiesta en úl- timo término, en forma de calor, ya que las - radiaciones interaccionan con la materia y son absorbidos por ella.

3.1.3. Masa Crítica

Como en cada acto de fisión se liberan dos o tres neutrones u solamente se necesita uno para mantener la fisión en cadena, parece a - primera vista que iniciada la reacción en una masa determinada de material ffsil, esta se - mantendrá luego por sí misma. No es éste el caso, sin embargo, porque no todos los neutro- nes de fisión son aprovechables para mantener la reacción en cadena. Algunos neutrones se pierden por reacciones distintas de fisión, - principalmente captura radioactiva³, con los diversos materiales extraños existentes en el sistema incluso con la propia especie ffsil, mientras que otros neutrones se escapan, es -

³ Captura radioactiva.- Un núcleo compuesto excitado, formado como consecuencia de la absorción de un neutrón incidente, puede en lugar de emitir un neutrón, emitir su exceso de energía en forma de radiación - gamma.

decir que se salen de los límites geométricos del sistema reactor, puede reducirse convenientemente aumentando el tamaño - o la masa - del material físil.

La cantidad mínima de dicho material capaz de mantener la fisión en cadena, una vez que se ha iniciado con una fuente externa de neutrones, recibe el nombre de masa crítica.

La masa crítica necesaria para el funcionamiento de un reactor depende de un gran número de factores, pero para un sistema reactor determinado tiene siempre un valor definido. Así por ejemplo, la masa crítica de uranio -235 puede variar desde menos de 1 Kg. cuando se trata de sistemas constituidos por disoluciones acuosas de una sal de uranio con el --90% de isótopo físil, hasta más de 200 Kg. - que contendrían 30 toneladas de un uranio natural incrustadas en una matriz de grafito. El uranio natural sólo con un contenido aproximado de 0.7% de uranio -235, no puede alcanzar nunca la criticidad, por grande que sea - su masa, debido a que se pierde una fracción excesivamente grande de neutrones por reacciones distintas de fisión.

3.1.4. Características Generales de los Reactores Nucleares

A pesar de las numerosas variedades de sistemas de reactores nucleares tanto en lo que se refiere al diseño como a componentes, hay sin embargo, cierto número de características

generales que todos los sistemas poseen en común, en mayor o menor grado. En esquema (Fig. 3.1.) un reactor consta de un núcleo activo, en el que se mantiene la cadena de fisiones y en donde se libera casi toda la energía de fisión en forma de calor. El núcleo del reactor contiene el combustible nuclear, constituido por un núclido fisil al que se adiciona con frecuencia un material fértil. Si se desea - caso más corriente - que la mayoría de las fisiones sean producidas por neutrones lentos, se necesita también moderador. La función del moderador no es otra que frenar los neutrones de gran energía procedentes de la reacción de fisión principalmente por medio de colisiones de dispersión elástica⁴. Los mejores moderadores son aquellos materiales que están constituidos por elementos de número másico pequeño, con poca tendencia a capturar neutrones; como ejemplos de esta clase, tenemos el agua ordinaria, agua pesada (óxido de deuterio), berilio, óxido de berilio, carbono (en forma de grafito) e hidrocarburos. La naturaleza, el combustible y el moderador, así como las proporciones relativas de ambos, determinan las energías de la mayoría de los neutrones que producen fisión.

El núcleo del reactor está rodeado por un reflector de neutrones, constituido por un material cuya naturaleza viene determinada, en gran parte, por la distribución energética de

⁴ Dispersión elástica.- Reacción neutrónica en la que la energía de un núcleo es exclusivamente cinética impactado por un neutrón.

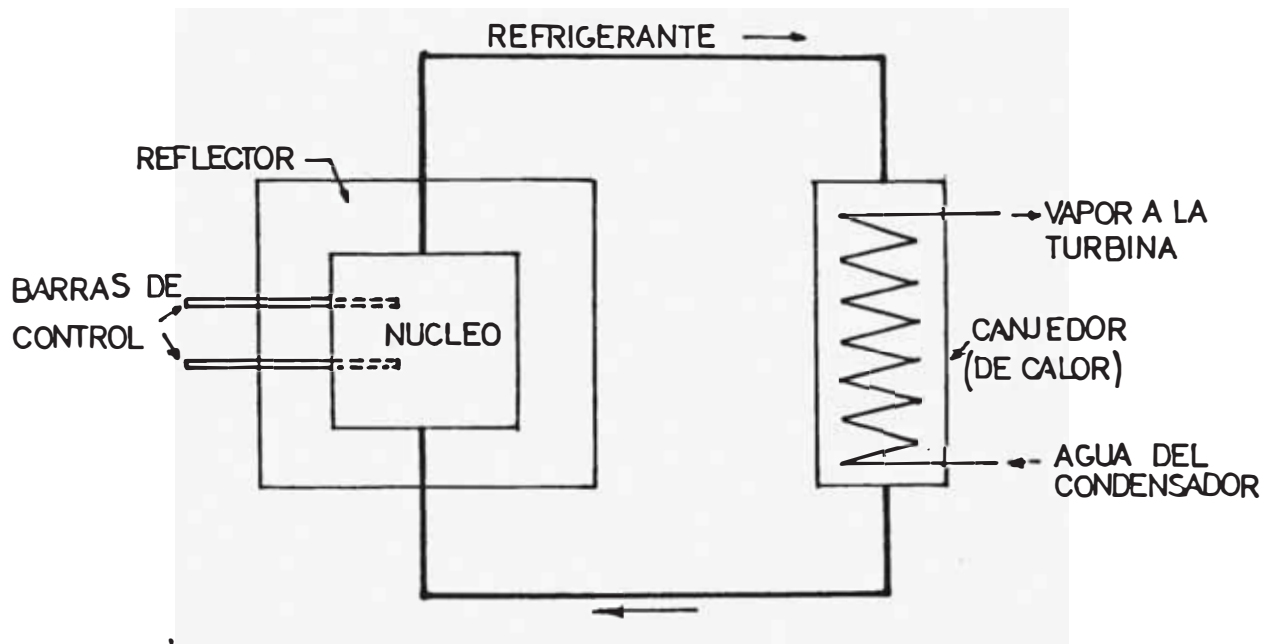


FIGURA. 3.1 REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UN SISTEMA DE REACTOR NUCLEAR

los neutrones existentes en el reactor, la misión del reflector es reducir la pérdida de neutrones por escape, contradiersando gran parte de los que han logrado escapar. Por consiguiente, el empleo de reflector se reduce o traduce en una disminución de la masa crítica del núcleo fisible. Si el núcleo del reactor contiene un moderador neutrónico, puede utilizarse como reflector este mismo material. En cambio, cuando se requiere que la mayoría de las fisiones sean producidas por neutrones de alta energía, debe evitarse totalmente la presencia de materiales moderadores en este caso, el reflector ha de estar constituido por un elemento denso, de número másico elevado.

El calor que se genera en el núcleo de un reactor, como consecuencia de las fisiones que allí tienen lugar, se elimina o extrae por medio de un refrigerante adecuado.

Entre los refrigerantes empleados hasta ahora o cuyo empleo se está considerando seriamente, ofrecen el mayor interés los siguientes: agua líquida, sodio líquido (o la aleación líquida sodio-potasio) ciertos compuestos orgánicos y las gases aire, dióxido de carbono y helio. Cuando se ha de convertir en energía eléctrica la energía producida en el reactor, el calor refrigerante se transfiere en general a un fluido de trabajo, con el fin de producir vapor de agua o un gas de temperatura elevada. Uno u otro pueden utilizarse luego en un sistema convencional turbina -

generador. En algunos reactores se hace que el agua hierva dentro del núcleo del propio reactor, de suerte que el calor de fisión se utiliza directamente para producir vapor.

Cuanto mayor sea la temperatura del vapor o del fluido de trabajo de que se trate, mayor será el rendimiento de conversión de potencia útil. Por consiguiente, en un reactor de potencia interesa operar prácticamente a la temperatura más alta posible. Por otra parte, desde el punto de vista económico interesa -- que la potencia específica del reactor, es de cir, la velocidad de generación de calor por unidad de masa, de material físil, sea muy elevada. En lo que respecta a consideraciones nucleares, no existen límites para la temperatura o nivel de potencia que un reactor puede alcanzar. Quiere decirse que las condiciones de operación vienen determinados, más por limitaciones tecnológicas que por factores propiamente nucleares. La extracción de calor debe hacerse a un ritmo tal que permita al re frigerante alcanzar temperaturas elevadas, pe ro sin que se establezcan tensiones térmicas ni temperaturas internas peligrosamente altas, que pudieran provocar daños irreparables en el reactor.

La generación de calor en un reactor nuclear es proporcional al número de fisiones y éste viene determinando en cada sistema por la densidad neutrónica, es decir, el número de neutrones por unidad de volúmen. Por ello, las operaciones de control - puesta en marcha,

funcionamiento a cualquier nivel de potencia y parada - se realizan variando la densidad neutrónica en el núcleo del reactor. Esto - puede hacerse de dos maneras: bien mediante barras móviles de un material que captura neutrones con facilidad, es decir, un veneno neutrónico⁵ o bien desplazando parte del núcleo del reactor o del reflector. La introducción de un veneno, por ejemplo cadmio o boro, origina una disminución de la densidad neutrónica y, por tanto, de la potencia del reactor; la retirada del veneno va seguida de un incremento de ambas magnitudes, densidad neutrónica y nivel de potencia. Análogamente, el desplazamiento de una porción de reflector o del núcleo ocasiona el escape de neutrones, provocando así una disminución de la densidad neutrónica mientras que su integración producirá el efecto opuesto.

3.2. Estudio de los Sistemas de Reactores Nucleares de - Potencia

Los sistemas de reactores de potencia son clasificados de una manera general. De acuerdo a la energía del neutrón en reactores térmicos, (la energía del neutrón es baja) y reactores rápidos (la energía del neutrón es alta). Ellos son adicionalmente clasificados de acuerdo a los principales elementos del núcleo del reactor, por el tipo de combustible usado

⁵ Veneno Neutrónico.- Durante la operación de un reactor nuclear, se van acumulando los fragmentos de fisión y toda su cadena de desintegración, entre estas mencionamos en forma particular al Xenon-135 y Samario -149 que absorben en forma elevada los neutrones.

(incluyendo su grado de enriquecimiento en el isótopo U235) el refrigerante y el moderador. La tabla 3.11 contiene una lista de los principales tipos de sistemas de reactores de potencia y su clasificación.

Muchos conceptos acerca de reactores y tipos de sistemas de reactores han sido concebidos durante las varias etapas de desarrollo de la tecnología nuclear. Pero la presente evaluación está destinada a revisar aquellos tipos que son desarrollados y usados en gran escala en las plantas nucleares, el diseño y tecnología suficientemente demostrados y que tengan potencial para nuevos desarrollos y uso en plantas industriales y comerciales en el futuro.

Los tipos de sistemas de reactores son agrupados dentro de tres categorías principales :

- a. Tipos de reactores probados comercialmente y disponibles para exportación.
- b. Otros tipos de reactores de desarrollo total.
- c. Avanzados y reactores parcialmente desarrollados.

La primera categoría incluye tres tipos de sistemas de reactores, todos ellos han logrado un nivel de desarrollo técnico e industrial, que permiten ser considerados como probados y experimentados para uso comercial a gran escala. Estos tipos son totalmente calificados por su demostrada licenciabilidad en el país de origen y disponibilidad para exportación de los países suministrados, ellos son:

- PWR (Reactores Moderados y Refrigerados por Agua Ligera Presurizada).
- BWR (Reactores Moderados y Refrigerados por Agua Ligera en Ebullición).

- PHWR (Reactores Moderados y Refrigerados por Agua Pesada Presurizada).

Los tipos de reactores incluidos en la segunda categoría son :

- GCR (Reactores refrigerados por gas y moderados por grafito).
- AGR (Reactores avanzados refrigerados por gas y moderados por grafito).
- LWGR (Reactores refrigerados por agua ligera y moderados por grafito).

El GCR conocido también como Reactor Magnox, fueron desarrollados totalmente hasta niveles completos y probados en Inglaterra y Francia. Los reactores de este tipo han sido exportados al Japón, Italia y España. Las centrales de este tipo no son grandes, no estaban disponibles para exportación por más de una década. Recientemente, se ha visto por conveniente el interés de ofertar este sistema para exportación en el rango de pequeños y medianos reactores de potencia (200 - 600) MW(e).

Los AGR han sido totalmente desarrollados en Inglaterra como un sucesor de los GCR. Una serie de unidades que usan este sistema han sido construídas pero no están disponibles para exportación. Los LWGR es un sistema también completamente desarrollado. Han sido desarrollados en Rusia, donde una serie de estas unidades de este tipo están en operación, en construcción y en proyecto. Pero no están disponibles comercialmente para exportación.

Los reactores que pueden ser incluidos en la tercera categoría son:

- FBR (Reactores rápidos).
- HTGR (Reactores de alta temperatura, refrigerados por gas y moderados por grafito).
- HWLWR (Reactores moderados por agua pesada y refrigerados por agua ligera en ebullición).
- SGHWR (Reactor generador de agua pesada).
- HWGCR (Reactor moderados por agua pesada y refrigerados por gas).

El diseño y tecnología de todo tipo de reactor nuclear han sido suficientemente demostrados para la generación de electricidad. Pero no están considerados como sistemas nucleares competitivos en el mercado; y ninguno de ellos ha sido ofertado para exportación. El FBR en particular y el HTGR son objetos de sustancial desarrollo.

Los HWLWR, SGHWR y HWGCR han sido producidos hasta la fase industrial de operación de prototipos, pero actualmente se están reteniendo su desarrollo, porque tardará mucho llegar hasta la fase comercial.

Hay algunos sistemas adicionales que están en etapas de investigación o de diseño de prototipos. Los esfuerzos por continuar su desarrollo están siendo disminuidos o suspendidos en la mayoría de los casos.

TABLA 3.11. CLASIFICACION DE LOS TIPOS DE REACTORES NUCLEARES DE POTENCIA

TIPO DE REACTOR	SIMBOLO	ENERGIA DE NUTRON	COMBUSTIBLE		REFRIGERANTE	MODERADOR	
			% DE MATERIAL FISIL	FORMA			
Moderado y refrigerado por agua ligera presurizada	PWR	Térmico	Ligeramente enriquecido	UO ₂	Agua	Agua ligera	Agua ligera
Moderado y refrigerado por agua ligera en ebullición	BWR	Térmico	Ligeramente enriquecido	UO ₂	Agua	Agua ligera	Agua ligera
Moderado y refrigerado por agua pesada presurizada	PHWR	Térmico	Natural	UO ₂	Agua	Agua pesada	Agua pesada
Moderado por agua pesada y refrigerada por agua ligera en ebullición	HWLWR	Térmico	Natural	UO ₂	Agua	Agua ligera	Agua pesada
Generador de vapor Agua pesada	SGHWR	Térmico	Ligeramente enriquecido	UO ₂	Agua	Agua ligera	Agua pesada
Refrigerada por agua ligera y moderado por grafito	LWGR	Térmico	Ligeramente enriquecido	U-metálico ó UO ₂	Agua	Agua ligera	Grafito
Refrigerado por Gas, moderado por Grafito	GCR	Térmico	Natural	U-metálico	Gas	Dióxido de Carbono	Grafito
Avanzado refrigerado por gas moderado por grafito	AGR	Térmico	Ligeramente enriquecido	UO ₂	Gas	Dióxido de Carbono	Grafito
Alta temperatura, refrigerado por gas, moderado por grafito	HTGR	Térmico	Altamente enriquecido	UO ₂ + ThO ₂	Gas	Helio	Grafito
Moderado por agua pesada, refrigerado por gas	HWGCR	Térmico	Natural	U-metálico ó UO ₂	Gas	Dióxido de carbono	Agua pesada
Reproductor rápido	FBR	Rápido	Altamente enriquecido	(U+Pu) O ₂ (U+Pu) C ²	Metal líquido	Sodio líquido	Sin moderador.

3.3. Tipos de Reactores Probados y Comercialmente Disponibles para Exportación

3.3.1 PWR Reactores Moderados y Refrigerados con Agua Ligera

Estos reactores fueron concebidos al inicio para propulsión naval en los EE.UU.

Desde 1954 cuando el primer submarino Nautilus fue botado al mar, el sistema siguió en desarrollo. La aplicación energética se inició con la construcción del primer prototipo de la Planta Nuclear de Shippingport con una potencia eléctrica neta de 60 MW(e).

El núcleo del reactor es contenida en un vaso a presión en el que el agua ligera es usada como refrigerante y moderador, circulando a través de un circuito primario cerrado. El agua que circula en el circuito primario pasa por un intercambiador de calor donde se produce vapor en un circuito secundario que luego es usado para el accionamiento del turbogenerador.

Un esquema se observa en la Fig. 3.2 (a). La presión de operación en el circuito primario es de unos 160 Bar para prevenir la ebullición del agua. Esto requiere un grande y pesado vaso del reactor cuyo peso alcanza algunos cientos de toneladas. Debido a la alta presión requerida en el circuito primario, un contenedor fuerte es necesario desde que el -

potencial de alivio de energía en el evento de una sobrepresión puede ser muy grande. La temperatura del vapor de entrada es de unos 280° C y esto requiere el diseño de turbinas de gran tamaño y alta eficiencia.

El reactor usa como combustible Uranio, generalmente enriquecida con un promedio de 2% a 3% de U-235. Las barras de combustible son hechas de pastillas de dióxido de uranio (UO₂), con cubierta de Zircalloy-4 que ha reemplazado al acero usado en diseños iniciales. El diseño del elemento combustible ha alcanzado un alto grado de fiabilidad. La tasa de quemado alcanza unos 33 MW.d/Kg.U ha sido obtenida en reactores en operación. Periódicamente (aproximadamente un año) el reactor ha de ser parado para recambio de combustible (el tiempo de parada es variable ya que generalmente se cambia una parte del núcleo). Mayor detalle, ver Apéndice D.

El control de la reactividad⁶ se hace mediante las barras de control, las que absorben neutrones y por soluciones químicas absorbentes de neutrones (ácido bórico) disueltos en concentraciones apropiadas en el refrigerante. Las barras de control proveen un rápido control de reactividad para la parada del reactor o para cambios de reactividad debido a variaciones en las condiciones de operación del reactor. La concentración de ácido bórico es

⁶ Reactividad.- Es el factor de multiplicación efectivo que a su vez se define como la relación entre el número de neutrones producidos por fisión en cada generación y el número de neutrones perdidos, por absorción y por escape de la generación anterior.

variada para el control de los cambios de reactividad en grandes períodos, tales como agotamiento del combustible y formación de productos de fisión, cambios de reactividad a potencia cero de frío a caliente, cambios de reactividad producido por productos de fisión intermedia y envenenamiento de combustible

El reactor tiene un determinado coeficiente de temperatura negativa⁷ que es uno de los parámetros de seguridad.

El PWR tiene el más amplio desarrollo entre todos los tipos de reactores comercialmente disponibles actualmente. A enero de 1982 hubieron 122 PWR en operación con una capacidad total de alrededor de 87,000 MW (e) en 17 países. Hay también 145 PWR en construcción con una capacidad instalada de alrededor de 141,000 MW (e) en 18 países.

La experiencia operativa con PWR es extensa, ya que los reactores son más comerciales. En operación esas centrales son tan fiables como las centrales térmicas convencionales. Los datos de performance han sido satisfactorias para la mayoría de estas centrales y la experiencia muestra que el factor de carga es de alrededor de 70%^Δ y puede ser asumida para propósitos de planeamiento y cálculos económicos.

⁷ Coeficiente de temperatura negativo.- limita la velocidad de ascenso del nivel de potencia del reactor dependiendo de su constante de tiempo.

^Δ El factor de carga 70% es tomado a efectos de estimación.

La variedad de diseños no implica mayores cambios tecnológicos, ni en los componentes principales ni en los materiales usados. Se concentra actualmente mayores esfuerzos en aumentar el tamaño de la unidad. Al inicio el rango de potencia alcanzó de 200 a 300 MW (e) en centrales de este tipo, en la década del -60 se incluyeron centrales de 1200 a 1300 MW.

Considerando el mercado de exportación, - las centrales PWR han sido exportadas y están disponibles para exportación de Francia, Alemania (RFA), EE.UU. y Rusia. El rango de tamaño es de 600 a 1300 MW (e), excepto en el - caso de Rusia, que exporta el reactor de 420 MW (e).

3.3.2 BWR. Reactores Refrigerados y Moderados por Agua Ligera en Ebullición.

El desarrollo de los BWR fue originalmente motivada por el deseo de reducir costos y para evitar dificultades tecnológicas por eliminación del intercambiador de calor usado en - el diseño del PWR.

Estudios teóricos y trabajos experimenta-- les sobre el fenómeno de ebullición fueron - realizados en EE.UU. y se confirmó que los diseños de este sistema son seguros y estables. Esto llevó a desarrollar y construir la Cen-- tral de Dresden (1 BWR) en 1960 con una capa-- cidad eléctrica de 200 MW (e).

El BWR es de ciclo directo y es similar a

los PWR, ya que difieren sólo en los siguientes aspectos: el paso de vapor directamente del vaso del reactor a la turbina sin el uso de un intercambiador de calor. El sistema está representado por la fig. 3.2. (b).

Desde que la ebullición es admitida en el sistema, la presión de operación dentro del vaso de presión es más baja que en los PWR -- (del orden de 70 bar).

La temperatura del vapor, presión y condiciones de mezcla al ingreso a la turbina son similares a los PWR y se requiere también una turbina especial.

Sin embargo, la eficiencia térmica es algo mayor que en los PWR, ya que el paso del vapor es directo a la turbina sin degradación de energía en un intercambiador de calor. Una significativa diferencia surgida por el paso directo del vapor es debida al paso de radiactividad. Esta radioactividad primariamente Nitrógeno-16, isótopo de corta vida (vida media 7 - seg.). Así que la radioactividad del vapor existe sólo durante la generación. La experiencia ha demostrado que la parada para mantenimiento en la turbina, condensador y componentes del alimentador del agua pueden ser trabajados sin que exista exposición excesiva de radiación. Los depósitos de radioactividad están en la turbina, haciendo las revisiones de mantenimiento más dificultosa. Esas dificultades se incrementan si ocurren fallas en los elementos combustibles ya que habrían produc-

tos de fisión en el refrigerante.

El reactor usa como combustible Uranio ligeramente enriquecido. El enriquecimiento medio para un núcleo al inicio de operación está en el rango 1.6 a 2.2% de U-235. La recarga de combustible se hace con combustible medianamente enriquecido con un rango promedio de 2.4 a 2.8% de U-235. Las barras de combustible son hechas de pastillas de dióxido de Uranio (UO_2) en tubos de Zircalloy. El grado de quemado es de 30 MW d/Kg U. que han sido alcanzados en plantas de operación. El reactor debe ser parado para cambio de combustible.

Las barras de control usan boro carburado en tubos de acero y son movidas de abajo para arriba o viceversa del núcleo del reactor, desde la parte inferior del vaso del reactor por activación hidráulica o mecánica, y accionadas por un sistema de mecanismos que permitan posicionamiento axial para regulación de la reactividad y permite la inserción de parada del reactor. Las barras de control también permiten distribuir la potencia dentro del núcleo del reactor seleccionado por grupo de barras. Un control suplementario se da mediante el uso de combustible envenenado, pastilla de óxido de gadoleno mezclado con UO_2 en polvo en una matriz de material en algunas barras de combustible. En cada conjunto de barras de combustible, un rasgo importante del diseño del BWR es que, en adición a un coeficiente de temperatura negativa, el reac

tor tiene un coeficiente de vacío negativo⁸, - debido a la ebullición interna. El BWR es el segundo sistema de reactores más desarrollado después del PWR. Hasta el 12 de Junio de 1981 hubieron 62 BWR (reactores de potencia) en operación en 12 países con una capacidad total de 38,000 MW (e). Hay también 50 unidades en construcción en 9 países (8 de ellos tienen plantas BWR en operación) con una capacidad total de alrededor de 52,000 MW (e).

Los países más inmersos en esta tecnología son U.S.A., Japón y Suecia. Alrededor del 13% de todas las unidades BWR en operación o construcción son procedentes de esos tres países. Algunas plantas han sido exportadas por EE.UU., Suecia y RFA.

En general, la performance de las plantas BWR han sido satisfactorias y los factores de carga son similares a los PWR (70%) y pueden ser asumidas para planeamiento y estudios económicos.

La comparación técnica y económica entre las plantas PWR y BWR han demostrado que la diferencia entre los dos sistemas son marginales

⁸ Coeficiente de vacío negativo.- Es definido como el cambio de reactividad causada por un cambio en la "cantidad" de espacio vacío en el núcleo del reactor.

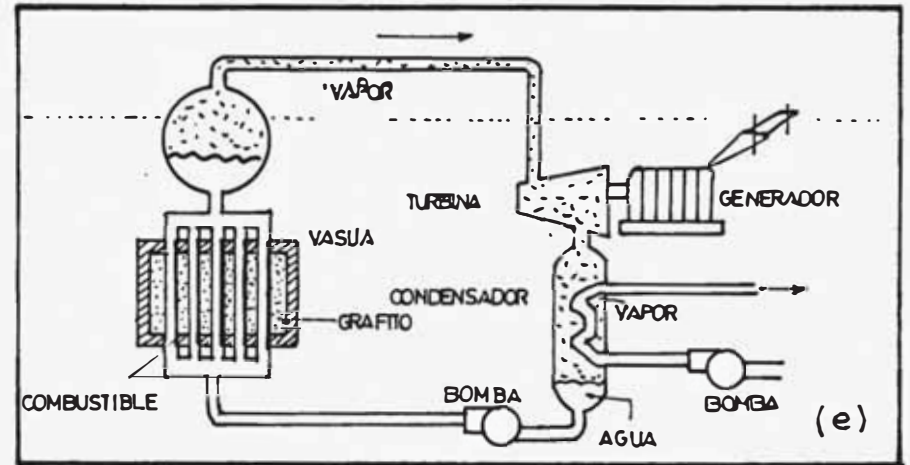
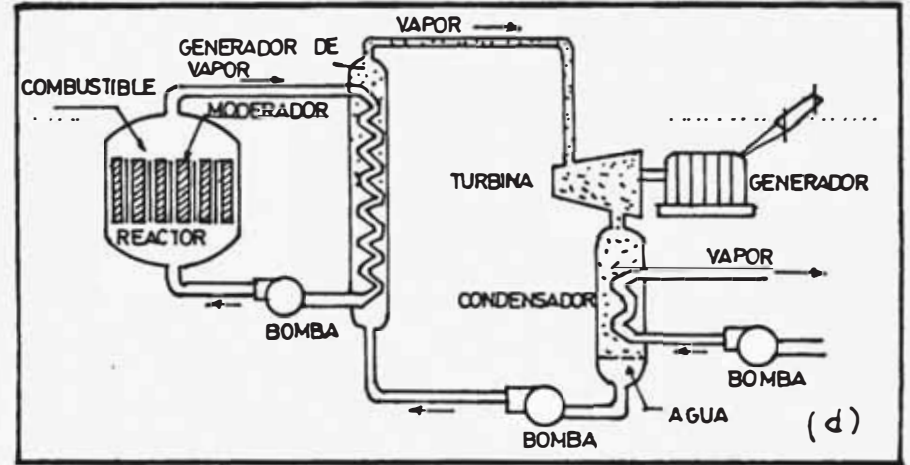
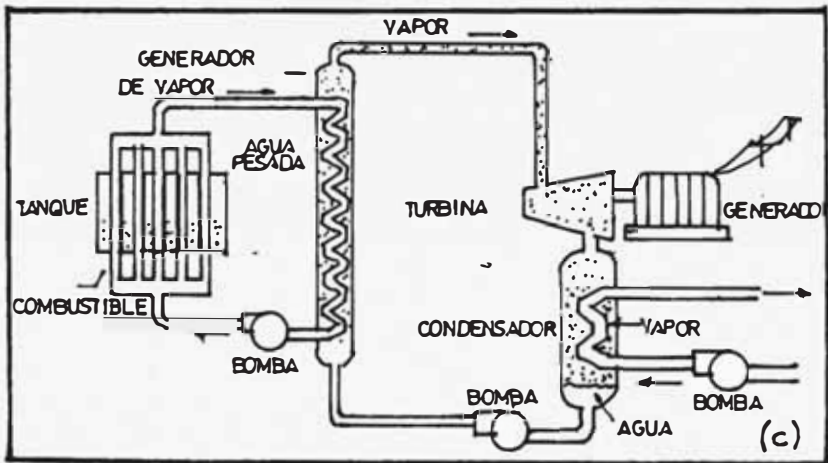
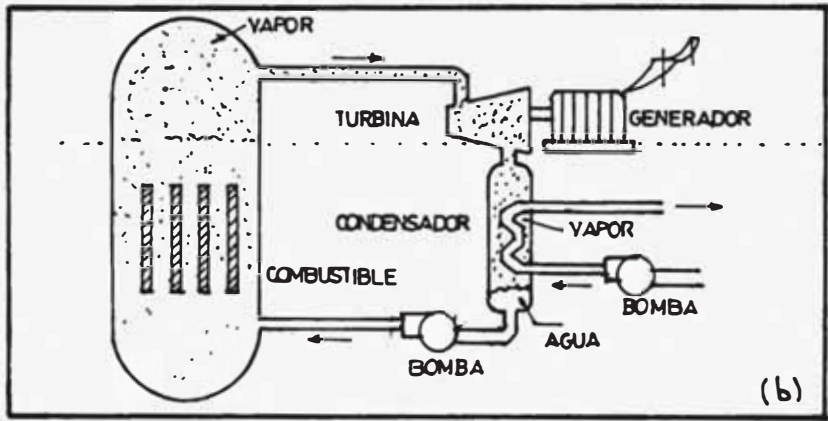
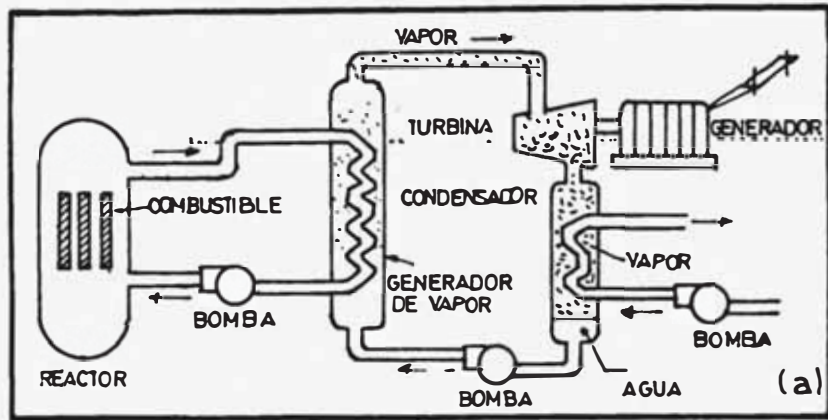


FIG. 3.2. DIAGRAMAS ESQUEMATICOS DE LOS PRINCIPALES TIPOS DE REACTORES :
 (a) REACTOR DE AGUA PRESURIZADA (PWR)
 (b) REACTOR DE AGUA EN EBULLICION (BWR);
 (c) REACTOR DE AGUA PESADA (HWR);
 (d) REACTOR REFRIGERADO POR GAS (GCR);
 (e) REACTOR DE AGUA LIGERA - GRAFITO (LGWR).

3.3.3 PHWR. Reactores Refrigerados y Moderados por Agua Pesada Presurizada

El uso del uranio natural como combustible requiere moderadores con características especiales en cuanto a absorción de neutrones y este debe ser bajo.

El desarrollo del PHWR se inició aproximadamente al mismo tiempo que se iniciaron los PWR, los BWR y los GCR pero con diferente grado de desarrollo. El primer PHWR prototipo, fue el NPP (22 MW (e)), puesta en operación en Canadá en 1962. Con algunos diseños diferentes, el prototipo MZFR (52 MW (e)) fue completada por la RFA en 1966. Ambos diseños -- fueron adicionalmente desarrollados por ambos países y actualmente constituye dos versiones disponibles de los PHWR. La versión del Canadá es también conocida como CANDU (Canadá Deuterium-Uranium), en cambio la versión Alemana es denominada Tipo Atucha (el primer reactor comercial de este diseño fue instalada en Atucha-Argentina). La diferencia principal entre ambas versiones de PHWR está en el diseño del reactor; tubos de presión en el Candu y vaso de presión en la versión Alemana.

Ambas versiones son provistas de combustible en la forma de Uranio natural (óxido de uranio) con cubierta de Zircalloy. El agua pesada es usada como moderador y, en circuito separada como refrigerante. La mayor parte de refrigerante, como en los PWR, son mantenidos a alta presión para prevenir su ebullición.

Los generadores de vapor para ambas versiones son similares a los del PWR.

El combustible del CANDU es cargado dentro de tubos de presión horizontales de zircalloy que pasan a través de un tanque grande conocida como calandria llenados con agua pesada como moderador. El uso de tubos de presión en el núcleo del reactor permite presurizar al sistema de refrigeración dentro de los límites permisibles.

Igual al PWR, el tipo Atucha PHWR usa un vaso de presión de acero. El moderador y el refrigerante circulan en sistemas separados. El moderador está separado del refrigerante por el tanque del moderador, además por los canales de refrigeración y está bajo la misma presión que el refrigerante, pero si es mantenido en un nivel bajo de temperatura, en orden a mejorar el balance de neutrones.

Para ambas versiones el recambio de combustible y el traspaso o cambio de posición de combustible es realizado sin que la potencia de la planta sea reducida, sin afectar la operación. El grado de quemado promedio alcanza 7.5 MW.d/Kg.U.

En la fig. 3.2.c. se presenta el Tipo CANDU, la presentación del PWR es básicamente válido para el Atucha; las condiciones para el vapor en el PHWR son 250° C y 42 bar, que es bajo comparado con otros reactores de agua pesada. Debido a los costos y al contenido de

tritio en el agua pesada, el criterio de diseño es para minimizar fugas y recuperación de algunas pérdidas que pueden ocurrir.

En Enero de 1982 hablan 15 reactores PHWR en operación en 5 países con una capacidad total de 6200 MW (e). En adición, hay 22 reactores en construcción con una capacidad de 13,200 MW (e) en 5 países (3 de los cuales tienen PHWR en operación). La performance del PHWR, ha sido muy satisfactoria. Los factores de carga son similares a la de los reactores LWR y pueden asumirse para propósitos de planeamiento y estudios económicos en 70%. Los PHWR han sido exportados y están disponibles para exportación del Canadá y RFA. Canadá está activamente domesticando el CANDU y ha exportado dicha tecnología al India (que subsecuentemente ha diseñado sus propios reactores, además de construir el CANDU) y para Pakistán, Argentina, Corea y últimamente a Rumanía. La República Federal de Alemania ha desarrollado el PHWR luego del MZFR, dos reactores PHWR han sido exportados a la Argentina, el primero está en operación desde 1974 y el segundo está en operación desde 1982.

3.3.4 Otros Tipos de Reactores de Desarrollo Total

Tres sistemas de reactores han sido incluidos en este grupo (GCR, AGR y LWGR)

Los GCR conocidos como Magnox que fueron desarrollados en Inglaterra y Francia. Usan el grafito como moderador permitiendo así el

uso de Uranio natural y un simple ciclo de combustible.

En Inglaterra, el primer GCR entró en operación en 1956 (Calder Hall 4 x 50 MW (e)). Luego fue seguida por una serie de centrales GCR, comprendiendo un total de 26 unidades (4400 MW (e)) en Inglaterra y 6 unidades en Francia (2100 MW (e)).

En adición a esto Inglaterra exportó dos reactores GCR de 160 MW (e) cada uno a Japón e Italia, y Francia uno de 480 mW (e) a España. En 1972 se pusieron en operación las últimas unidades de este tipo. Desde esa época han sufrido un desarrollo comercial discontinuo, sin embargo, Inglaterra ofrece los GCR en el rango de pequeños y medianos reactores de potencia (200-600 MW (e)).

En la fig. 3.2.d. se muestra una representación esquemática del GCR, el reactor usa como combustible Uranio natural y como refrigerante gas dióxido de carbono (CO₂). El calor es transferido a través de intercambiadores produciendo el vapor que acciona los turbogeneradores, el vaso de presión del reactor (acer) fue cambiado por un vaso de presión de concreto presentado en los últimos tiempos. El recambio de combustible es realizado en operación y el grado de quemado es del orden de 3.5 a 4 MW.d/Kg.U.

Debido a las propiedades físicas del material combinado usado en los GCR (grafito-gas),

el tamaño del reactor es grande. La performance de estos reactores es alta.

El AGR desarrollado en Inglaterra es considerado como el sucesor del GCR, el uso del Uranio ligeramente enriquecido (forma de UO_2) permite una alta densidad de potencia y permite mejores condiciones termodinámicas del vapor y alcanzar tamaños pequeños del reactor - sin reemplazar el grafito como moderador y el CO_2 como refrigerante. El combustible también se aloja en un vaso de presión de concreto - pretensado.

El prototipo fue puesto en operación por primera vez en WINDSCALE en 1963 (32 MW (e)) y parada en 1981. El prototipo fue seguido por 14 unidades (7 plantas dobles 2 x 600 MW (e)) en operación o construcción, todos en Inglaterra, que es único país que usa este sistema.

El LWGR fue desarrollado en Rusia. La fig. 3.2.e. muestra un diagrama esquemático. El reactor (DPS - 1) que fue puesta en operación en Obninsk en 1954, tenía un reactor que producía 5 MW (e), y fue seguida de unidades de 100, 200, 100 y 1500 MW (e).

Hay 21 unidades con una capacidad instalada total de 900 MW (e) en operación y 8 más - con 9000 MW (e) en construcción, todos ellos en Rusia. Los LWGR queman uranio ligeramente enriquecido (1.8%) moderado por grafito y refrigerado por agua ligera.

3.4. Estado Actual y Proyectos Futuros de los Reactores de Pequeña y Mediana Potencia (SMPR)

La presente generación de centrales nucleares han sido desarrollados para satisfacer las necesidades de un gran mercado, que corresponde a los países industrializados con sistemas eléctricos que admiten la introducción de unidades grandes en el rango de 600 a 1300 MW (e).

Corrientemente los SMPR están siendo considerados como reactores de potencia en el rango de 100 a 400 MW (e), y como definición son aquellos reactores cuya potencia es menor de 600 MW (e), esta definición fue usada por muchos años. Aplicando esta última definición, a más de la mitad de los reactores en operación en todo el mundo pueden clasificarse como SMPR. Pero debe notarse que en el tiempo que se diseñaron y construyeron, ellos no fueron considerados como SMPR.

Muchos países tienen redes eléctricas que pueden admitir los SMPR (usando la definición aceptada), y por eso hay considerable interés en tener tales unidades disponibles para exportación. Hay un mercado potencial, así como suministradores potenciales. No debe dudarse que se pueden integrar a los sistemas de generación de países en desarrollo los SMPR por su bajo despligue económico. Muchos países pueden considerar la opción nuclear en lugar de fiarse con los recursos fósiles.

Teniendo en cuenta esto último, la disponibilidad comercial de 105 SMPR para exportación ha sido

una constante y ha motivado algunas consultas acerca del mercado de suministros y además mayores esfuerzos de desarrollo para el potencial manufacturero.

Corrientemente los SMPR están siendo construídas en la India, que desarrolló su propio reactor standard tipo PHWR de 200MW basado en el diseño CANDU y en países que son suministrados por Rusia, con las unidades de PWR de 420 MW (e), como Cuba, Finlandia, Bulgaria, etc.

A pesar de que se construyen pequeñas unidades en Rusia, se están considerando la construcción de reactores de rango de potencia que superen los 1000 MW(e).

Hay unidades en el rango de unidades de 500 a 550 MW (e) que aún están en construcción en Japón y Canadá. Exceptuando a las plantas mencionadas, todas - las unidades contratadas después de 1960 han sido -- del rango de 600 a 1300 MW (e). Hay algunos países que planean adquirir los SMPR.

En la década pasada se han considerado algunos diseños de SMPR en el mercado. Algunos duraron perfo--dos cortos, otros desaparecieron, pero otros reaparecieron en forma modificada.

Algunos diseños son basados en pequeños reactores de propulsión, posteriormente aparecieron versiones de reactores con nuevos conceptos, algunos aparecieron como plantas multipropósitos.

Además los fabricantes deben revisar los nuevos - conceptos de los pequeños y medianos reactores respecto a los más recientes criterios de licenciamien

to, la reducción de costos que son considerados prioritariamente.

Todos los diseños pueden ser aplicados como plantas multipropósitos (electricidad y calor o electricidad y desalación de agua). Se están llevando a cabo nuevos desarrollos, sin que ello signifique recursos adicionales de los fabricantes. Otros diseños pueden aparecer en respuesta a una efectiva demanda. La demostrada licenciabilidad y la disponibilidad comercial se han de tener en cuenta.

Los principales factores que favorecen a los SMPR son los siguientes :

- Posibilidad de integración o pequeñas redes eléctricas.
- Menores requerimientos de inversión.
- Fácil transporte de equipos y componentes.
- Posibilidad de simplificación de diseños.
- Facilidad de construcción, acortamiento del tiempo de construcción y facilitación al control de calidad y garantía de calidad.
- Requerimientos en menor grado de la infraestructura nacional como consecuencia de la fabricación extranjera.
- Fácil introducción de centros nucleares que permitiera la acumulación de su experiencia nacional en la preparación de grandes proyectos.

Los principales factores en contra del uso de los SMPR son :

- Costos relativamente altos del KW ó KW-h.
Requerimientos similares a los de centrales grandes en gobierno, organización, regulación, educación, capacitación y recursos humanos, que impli-

ca grandes despligues de esfuerzos.

- Carencia posible de comprobación y demostración de licenciabilidad, especialmente en el primer reactor.
- Mercado relativamente pequeño para los SMPR, comparado con el mercado de las centrales grandes.
- Decaimiento del mercado nacional a mediano plazo para centrales en el rango de los SMPR a causa -- del crecimiento de la red y la desaparición de las limitaciones al tamaño de las unidades impuestas -- por el tamaño de la red.

Ninguna duda hay de que cada país interesado en los SMPR evaluará las ventajas y desventajas de poner en marcha tal proyecto, tomando en cuenta los -- factores arriba mencionados junto con otros que pueden aplicarse a la situación particular.

CAPITULO IV
BASES PARA LA PLANIFICACION NUCLEOELECTRICA
EN EL PAIS

4.1. Propósitos y Alcances del Estudio de Planificación
Nucleoeléctrica

Un programa nucleoelectrico consiste fundamentalmente en un desarrollo estrategico a largo plazo que puede incluir una serie de proyectos nucleoelectricos que serian planificados e implementados uno des pués de otro.

En adición al estudio, adquisición, diseño, construcción, comisionamiento y operación de una central nuclear, un programa nucleoelectrico también incluye actividades ligadas al ciclo de combustible tales co mo la provisión de combustible fresco para la cen--
tral y la deposición de combustible consumido y desechos así como el desarrollo de servicios necesarios de regulación y apoyo e infraestructura.

Así, el programa nucleoelectrico se convierte en una gran empresa que incluye una gran variedad de -
actividades, algunas organizaciones, gran capacidad de recursos humanos y materiales y un substancial -
despliegue de esfuerzos nacionales.

El planeamiento del programa es una actividad con t n u a debido a los requerimientos de información y - constant e r e v i s i ó n al avance del desarrollo del programa, conforme se sucedan cambios en el país.

En el país la organización y administración del - planeamiento energético, así como la producción de e n e r g i a está a cargo de ELECTROPERU y las Empresas r e g i o n a l e s r v i c i o P ú b l i c o de Electricidad y las - Empresas de Interés Local. Las centrales Nucleares no deben ser consideradas aisladamente en el planeamiento eléctrico, sino en conjunto con otras al ter n a t i v a s optimizando la expansión de los sistemas e l é c t r i c o de manera de asegurar el eficiente y económico suministro de energía.

Cuando consideramos la alternativa de introducir una central nuclear en el sistema de generación de e l e c t r i c i d ad, la primera etapa es realizar un estudio de planeamiento de centrales nucleares y los primeros objetivos de tal estudio pueden ser:

- Establecer la necesidad de viabilizar la nucleoelectricidad, como alternativa a otras fuentes - de generación de electricidad en el país.
- La determinación de la extensión y período de d e s a r r o l l o de la nucleoelectricidad, hasta que p u e d a se r re q u e r e q u e r i d a se r re q u e r i d a.

Los resultados del planeamiento nucleoelectrónico - servirán fundamentalmente para determinar la demanda por la nucleoelectricidad, que a su tiempo constit u i r í a la base para la estructuración de actividades - del programa, dirigidos a satisfacer esta demanda.

En un planeamiento nucleoelectrico de largo plazo (20 a 30 años) la energia requerida y el grado de satisfaccion de esas necesidades por los recursos disponibles deberan ser examinados. Una comparacion de las opciones disponibles de energia y las prioridades de los varios planes de expansion para el desarrollo del sistema de suministro de electricidad seran llevados a cabo. Esta comparacion proveera los elementos basicos sobre la que se sustentara el rol que cumplira la nucleoelectricidad en el programa energetico de largo plazo, y que debe tambien ser evaluada.

Esta evaluacion puede incluir, en adiccion a la competitividad economica de la nucleoelectricidad - con otras opciones energeticas, un cierto numero de otros factores y consideraciones, tales como :

- Requerimientos de financiacion y viabilidad.
- Seguridad de suministro de energia.
- Influencia sobre el pais en la economia nacional, en el desarrollo tecnologico, social e industrial.
- Efectos en la sociedad y el medio ambiente.
- Deposicion de desechos radioactivos.
- Requerimientos de capacidad de la infraestructura nacional.
- Desarrollo y requerimientos de recurso humano.
- Seguridad de suministros de centrales nucleares, asi como servicios de combustible nuclear y del ciclo del combustible nuclear.

Los factores a ser tomados en cuenta, cuando se define el tamaño y el periodo de instalacion de una central nuclear son :

- Compatibilidad con el sistema electrico. (Tamaño y estabilidad electrica).

- Tiempo necesario para poner en marcha el proyecto y para el desarrollo de infraestructura.
- Disponibilidad comercial de centrales nucleares.
- Costos estimados, requerimientos internacionales de financiación y de capitales.

Un estudio de planeamiento nucleoelectrico debe comprender un programa de actividades y de desarrollo gradual y un alcance a largo plazo.

El planeamiento nucleoelectrico servirá de guía para la determinación de políticas y estrategias. Dentro de los esquemas de trabajo del programa nucleoelectrico se detallan los estudios del emplazamiento y de factibilidad, que serán requeridos por uno o más proyectos del programa.

Los principales puntos que serán cubiertos por el planeamiento nucleoelectrico y que serán tratados en las siguientes secciones del presente capítulo son :

- a. Análisis del mercado nacional de energía.
- b. Análisis del mercado eléctrico.
- c. Evaluación de los factores que afectan el programa nuclear.
- d. Planeamiento de la expansión del sistema de generación y transmisión eléctrica.

4.2. Escenario Energético del País

4.2.1 La Situación Político Energética a Largo Plazo

El escenario a largo plazo - año 2007 - que es una visualización de la forma como estará desarrollándose el sub-sector electricidad dentro de 25 años. El escenario corresponde a la concreción del conjunto de aspiraciones nacionales y de la puesta en marcha de las políticas establecidas por los gobiernos de turno para alcanzar el desarrollo eléctrico respecto de la producción de la energía eléctrica que deberá sustentar el desarrollo económico y social del país, y para mejorar el nivel de vida de la población peruana.

Los objetivos y metas que ELECTROPERU ha previsto alcanzar en el largo plazo (año 2007) están orientados por una parte a la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica de la mayoría de la población, y por otra, a la atención de la demanda de electricidad de las actividades productivas y de servicios - que requerirá el país.

En ese sentido se propone ampliar los sistemas eléctricos instalando nuevos equipos - de generación, transmisión y distribución, - integrando a la vez en forma permanente nuevas áreas de suministro.

1. Objetivos Globales del Desarrollo Nacional

El Instituto Nacional de Planificación - ha establecido a largo plazo los siguientes

objetivos :

- Elevar la calidad de vida.
- Lograr un alto nivel del Producto Bruto Interno.
- Incrementar la infraestructura nacional en todos los ámbitos socio-económicos.
- Lograr una integración interna.

2. Características Cualitativas del Escenario

La producción de energía eléctrica se sustenta en el uso racional de los recursos energéticos primarios, procurando en lo posible - la mayor explotación del potencial hidroelectrico que dispone el país. Así también usano otros recursos, carbón, uranio, etc. El abastecimiento de energía eléctrica deberá permitir también el impulso y desarrollo de - las actividades productivas en el interior del país.

3. Características Cuantitativas del Escenario.

Según el Plan Maestro de Electricidad - (1984) las acciones que ELECTROPERU desarrollará en los próximos años estarán orientados a lograr que en el año 2007 el abastecimiento de energía sea para 32.2 millones de habitantes ubicados en las principales ciudades del país, la electrificación comprenderá :

- 26 ciudades con una población mayor que - 100,000 habitantes.
- 31 ciudades con una población comprendida entre 50,000 y 100,000 habitantes.
- 206 ciudades con una población comprendida entre 5,000 y 50,000 habitantes.

El índice de electrificación en la costa ascenderá a un 85%, en la sierra a un 66% y en la selva a un 72% aproximadamente.

La capacidad instalada a cargo de ELECTROPERU y sus empresas filiales llegará a 12,000 MW - de los cuales el 25% deberán ser de origen térmico y el 75% de origen hidráulico.

La producción de energía eléctrica deberá ascender a 44520 GWh, de los cuales el 90% deberá ser de origen hidráulico y un 10% de origen térmico. El consumo per cápita llegará a 1500 KWh/hab.

Los sistemas interconectados más importantes Centro-Norte y el sistema Sur-Oeste cuya potencia instalada ascenderá a 6500 MW y 740 MW y que contribuirán respectivamente a la cobertura del 83% y del 10% de la demanda total de energía en sus áreas de influencia.

4.2.2 Análisis del Mercado Nacional de Energía

La producción y uso intensivo de la energía es uno de los aspectos fundamentales de la civilización moderna. El suministro de energía es esencial para cualquier economía y actividad industrial, así como para mantener los niveles y estilos de vida acordes con la época - la energía es también un factor de progreso y está ligado estrechamente con el estado de desarrollo alcanzado por el país.

El análisis de la demanda de energía debe ser estructurado y mantenido en constante revisión en el país.

Todo estudio de mercado de energía incluye un análisis de las tendencias pasadas y de la situación actual, un estudio de los recursos de energía y los pronósticos de demanda y suministro de energía.

Los resultados del análisis de mercado servirán para la elaboración y definición del suministro de energía y para el desarrollo de políticas y estrategias para el sector energético del país.

4.2.2.1 Estructura del Mercado Nacional de Energía.

Como el programa nuclear será dirigido a la producción de electricidad (la producción de agua desalada puede ser otro objetivo en otros casos). Su inclusión dentro del Plan Nacional de Suministro de Electricidad se hará a través de la forma eléctrica en el balance total de energía de país. Su elección depende del análisis de todas las otras formas de energía y las posibilidades de sustitución entre ellos.

La evolución pasada del Mercado Nacional de Energía es analizada de la mejor manera posible con los datos estadísticos disponibles. El objetivo es la determinación de tendencias en la composición de las diferentes fuentes y formas de energía.

1. Sector Demanda

a. Demanda Total

La demanda total de energía en la década del 70 ha pasado de 7.9×10^6 Tep - en 1970, a 9.9×10^6 Tep en 1980, siendo la tasa de crecimiento anual (TCA) igual al 2%, esta tendencia puede observarse - en la Tabla 4.1.

TABLA 4.1. TENDENCIA DE LA DEMANDA TOTAL DE ENERGIA
(Tep x 10^3)

Tep (Tonelada equivalente de Petróleo) = 4.18×10^{10} J.

AÑOS	COMERC.	NO COMER CIAL	INCREMENTO ANUAL %	ENERGIA PRIMA RIA	ENERGIA SECUNDA RIA	VOLUMEN TOTAL C+NoC
1976	6854	2486	0.8	3237	6103	9340
1977	6809	2505	0.3	3286	6028	9314
1978	6748	2526	0.4	3279	5995	9274
1979	6951	2448	2.4	3280	6219	9499
1980	7331	2569	4.2	3255	6645	9900

Fuente : Ministerio de Energía y Minas

* Ver Apéndice A.

b. Demanda por Sectores Económicos

En la Tabla 4.2 se observa una retracción de energía en el período 75-78. Seguidamente detallamos el comportamiento sectorial :

- El sector residencial y comercial, tuvo un consumo importante, con el promedio de 40% y fue manteniéndose casi constante en el período 75-76.
- El sector público registra un ascenso, salvo en los años 1975, 1977 y 1978 en los que se obtuvieron tasas negativas.
- El sector transporte registró un descenso en el lapso 75-80, la tasa fue de 1.2%.
- El sector agropecuario y agroindustrial presenta tasas de crecimiento negativas en el lapso 72-74, a causa de la aplicación de la reforma agraria. Pero en el período 75-76 hay cierta recuperación, pero en los años siguientes la demanda descende.
- El sector pesquero muestra una ligera recuperación en 1976, pero decae en los años siguientes.
- El sector industrial muestra una tendencia positiva salvo en el año 1978 en el cual la TCA fue de 3.3% y en 1980 hubo un incremento del 7.7%.
- El sector minero metalúrgico luego de un decremento en 1976 (-20.3%) pasa sólo un 0.5% en 1980.
- El sector no energético, relacionado principalmente con el consumo de baga-

zo y sub-productos del Petróleo en 1976 se incrementa, en 1977 hay cierto estancamiento hasta 1978.

TABLA 4.2. TENDENCIA DE LA DEMANDA POR SECTORES ECONOMICOS

(Tep x 10³)

Tep (Tonelada Equivalente de Petróleo) = 4.18 x 10¹⁰ Joules

Sector	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Residencial y Comercial	3504	3565	3658	3728	3808	3822
Público	231	305	311	294	284	321
Transporte	2268	2219	2078	1993	2061	2260
Agropecuario	595	411	408	353	385	351
Pesquero	264	329	240	286	272	305
Industria	1630	1682	1708	1652	1649	1776
Mínero	686	547	624	702	738	734
No Energético	1137	287	287	266	302	331

FUENTE : Ministerio de Energía y Minas.

TABLA 4.3 PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA POR FUENTES (Tep x 10³)

Tep (Tonelada equivalente de petróleo) = 4.18 x 10¹⁰ Joules

FUENTES	1975	1976	1977	1978	1979	1980	% TCA
A. RENOVABLES	<u>4147</u>	<u>4198</u>	<u>4261</u>	<u>4262</u>	<u>4314</u>	<u>4325</u>	0.8
- Hidroenergía	588	623	648	666	720	777	5.7
- Leña	2868	2883	2908	2934	2960	2587	0.8
- Bagazo, Bosta y yareta	691	692	705	662	634	561	4.0
B. NO RENOVABLES	<u>6426</u>	<u>6414</u>	<u>7107</u>	<u>6919</u>	<u>7761</u>	<u>8318</u>	5.2
- Gas asociado	550	605	591	618	599	700	4.9
- Petróleo Crudo	5827	5751	6450	6233	7103	7557	5.3
- Carbón de Mine ría	49	58	66	68	59	61	4.5
TOTAL	10573	10612	11368	11181	12075	12693	3.6

Fuente : Ministerio de Energía y Minas.

2. Sector Oferta

a. Producción de Energía Primaria por Fuentes

Está conformada por la hidroenergía, leña, bosta y yareta (fuentes renovables) y gas asociado, petróleo crudo y carbón mineral (fuentes no renovables).

La evolución de la producción de la energía primaria en el período 75-80, se muestra en la Tabla 4.3., y donde se aprecia que la producción de fuentes renovables - se ha incrementado al ritmo del 0.8% anual más influenciada por el lento crecimiento de la leña, producto que participa con el 28% en promedio. La producción de hidroenergía ha tenido sin embargo un crecimiento más dinámico e igual a 5.7% anual. La producción de fuentes no renovables registró un mayor crecimiento respecto a los renovables, dicha tasa promedio fue de 5.2% explicado por el comportamiento de la producción de petróleo que ha crecido a un ritmo anual de 5.3%.

(Ver Tabla 4.3.).

En la Tabla 4.4. se muestra la evolución de la producción interna de energía primaria por fuentes en el que se observa una creciente participación en las fuentes no renovables, la misma que se acentúa en los últimos años, por la mayor producción de petróleo crudo. La participación de las fuentes no renovables pasó de 61.8%

en 1975, a 65.8% en 1980. Por productos se observa un comportamiento estable en la producción de gas asociado al igual - que el carbón mineral en 1980, dichas participaciones fueron del 5.5% y del 0.5%. La oferta de fuentes renovables muestra una persistencia a la disminución en su participación habiéndose pasado del 39.2% - en 1970 al 34.7% en 1980, lo que se explica por la disminución de la participación de la leña, bagazo, bosta y yareta; la hidroenergía si bien ha incrementado su participación a nivel global debido a la puesta en operación de varias centrales hidroeléctricas, todavía es considerada baja. En 1980 la hidroenergía participó con 6.2% la leña con el 23.6% y el bagazo, bosta y yareta con el 4.4%.

TABLA 4.4. PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA POR FUENTES (%)

FUENTES	1975	1976	1977	1978	1979	1980
A. RENOVABLES	39.2	39.6	37.5	38.2	35.7	34.2
Hidroenergía	5.7	5.9	5.7	6.0	6.0	6.2
Leña	27.0	27.2	25.6	26.3	24.4	23.6
Bagazo, Bosta y yareta	6.5	6.5	6.2	5.9	5.3	4.4
B. NO RENOVABLES	61.8	60.4	62.5	61.8	64.3	65.8
Gas	5.2	5.7	5.2	5.5	5.0	5.5
Petróleo Crudo	55.1	54.2	56.7	55.7	58.8	59.8
Carbón	0.5	0.5	0.6	0.6	0.5	0.5

Fuente : Ministerio de Energía y Minas

b. Producción de Energía Secundaria, Local e Importada

En la producción de energía secundaria (ver Tabla 4.5.), juega un papel importante la producción nacional, la misma que se ha incrementado con una tasa promedio anual de 5.2% para el período analizado. Dicha producción estuvo constituida por coque, carbón vegetal, energía eléctrica y derivados del petróleo, dentro de estos los productos que registraron mayores incrementos anuales son los productos no energéticos (10.7%), petróleo residual (5.4%) y diesel (11.2%); la energía eléctrica -- creció en 6.5%. Por otro lado, la producción de carbón de leña ha disminuido y la producción de coque metalúrgico registró un ascenso de 1%.

Cabe destacar la importante contribución de los derivados del petróleo en la producción nacional, que en promedio es del 89%, seguida de la energía eléctrica que participa con el 9.0% y el coque y carbón vegetal con un 2% cada uno. (Ver Tabla - 4.6.).

Esta estructura ha estado estrechamente vinculada al consumo nacional, por cuanto la exportación se ha mantenido a un nivel reducido a excepción de los años 1978 - 80 el que se incrementa las ventas de diesel, petróleo residual y gasolina llegando a -- significar, estas exportaciones en 1980 - al 9% de la producción nacional de energía secundaria, durante el período 70-80

TABLA 4.5. PRODUCCION DE ENERGIA SECUNDARIA (Tepx 10³)

Tep (Ton. Equiv. de petróleo = 4.18 x 10¹⁰ joules)

Productos	1975	1976	1977	1978	1979	1980	Incr. %
A. Producción Nacional	<u>6896</u>	<u>7075</u>	<u>7346</u>	<u>7576</u>	8503	8882	5.2
Coque	19	26	22	19	22	20	1.0
Carbón	116	112	113	115	116	117	0.2
Gas licuado	127	111	123	121	122	117	1.6
Gasolina	1564	1564	1519	1415	1650	1648	1.0
Kerosene y turbo	870	880	843	977	1172	1296	8.3
Diesel y gas	1003	1074	1007	1345	1649	1703	11.2
Petróleo residual	1882	1940	2271	2135	2273	2448	5.4
Productos no energéticos	68	114	116	114	105	113	10.7
Gas	603	574	590	581	579	592	0.4
Energía eléctrica	644	680	742	754	815	882	6.5
B. Importación	766	521	714	320	142	162	
Coque	149	80	104	86	104	92	
Gas	5	10	3	-	-	17	
Gasolina	68	68	20	14	4	9	
Kerosene	150	130	203	85	6	9	
Diesel	174	124	359	81	7	17	
Residual	172	78	-	29	-	-	
No energéticos	48	31	25	25	21	18	
C. Exportación	<u>327</u>	<u>229</u>	<u>492</u>	446	<u>830</u>	810	
Gas	10	-	2		-	3	
Diesel	16	15	17	99	201	125	
Petróleo	301	199	348	214	221	533	
Gasolina	-	15	125	129	408	399	
No energéticos		-	-	4	-	-	
TOTAL = A+B-C	7735	7367	7568	7450	7815	8234	

Fuente : Ministerio de Energía y Minas.

se ha importado determinados productos secundarios como coque, gas, kerosene, diesel, petróleo residual y no energéticos, éstas compras han registrado un comportamiento fluctuante llegando a significar - en 1977, hasta el 10% de la producción nacional de energía secundaria.

Sin embargo, a partir de 1978 dichas importaciones han disminuído sensiblemente a excepción del coque destinado a la Siderúrgica de Chimbote.

La producción de energía eléctrica, tal como se muestra en la Tabla 4.7., tiene un comportamiento dinámico sustentado por el incremento de hidroelectricidad, la cual creció a una tasa del 5.7% en el lapso analizado. Por su parte la producción de energía térmica creció a una tasa del 3.4%.

TABLA 4.6. PRODUCCION DE ENERGIA SECUNDARIA BRUTA (%)

PRODUCTOS	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Coque	0.3	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2
Carbón Vegetal	1.7	1.6	1.5	1.5	1.4	1.3
Gas licuado	1.8	1.6	1.7	1.6	1.4	1.3
Kerosene	12.6	12.4	11.5	12.9	13.8	14.6
Diesel	14.5	15.2	13.7	17.8	19.4	19.2
Gasolina	22.7	22.1	20.7	18.7	19.4	18.6
Residual	27.4	30.9	28.1	26.1	26.7	27.6
No energético	1.0	1.6	1.6	1.5	1.2	1.3
Energía Eléctrica	9.4	9.6	10.1	9.9	9.6	9.2
Gas	8.7	8.1	8.0	7.7	6.8	6.7

Fuente : Ministerio de Energía y Minas.

En la estructura porcentual, se observa - en 1980 incrementados en favor de la hidroenergía, lo cual llega a participar con el 75.1% dada la puesta en marcha de varias centrales hidráulicas.

TABLA 4.7. PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA (Tep x 10³)

Tep (Tonelada Equiv. de Petróleo) = 4.18×10^{10} Joules

FUENTE	1975	1976	1977	1978	1979	1980	TCA %
Hidráulica	470	498	518	533	576	621	5.7
%	72.9	73.2	69.8	70.7	70.7	75.1	
Térmico	174	182	224	221	239	206	3.4
%	27.1	26.8	30.2	29.3	29.3	24.9	
Total	644	680	742	754	815	827	5.1
%	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	

Fuente : Ministerio de Energía y Minas.

4.2.2.2 Estudio de los Recursos de Energía

Los requerimientos nacionales de energía pueden ser satisfechos con fuentes locales o extranjeras o una combinación de ambas.

En principio, el uso de recursos de energía local es prioritario, pero debido a la situación económica, la importación ofrece grandes ventajas.

Para ser eficaz una política energética nacional, es necesario tener un conocimiento cabal acerca del potencial y disponibilidad de los recursos energéticos.

Mientras que la información acerca de los recursos de energía del país pueda estar realmente disponible, su revisión periódica constituye un aspecto importante en las actividades a ser llevadas a cabo en la fase de planeamiento nuclear, sólo así las alternativas de generación podrían ser correctamente consideradas.

Esto es importante especialmente para el país ya que no está dotado de una gran industria y posee grandes recursos indígenas de energía. La nucleoelectricidad podría ser factor alternativo en el incremento económico del país.

Los más importantes recursos de energía a ser estudiados son :

1. Petróleo.
2. Gas Natural.
3. Carbón.
4. Hidroenergía.

5. Biomasa.
6. Geotermia.
7. Uranio.
8. Pequeñas centrales hidroeléctricas.

En general, el estudio de recursos de energía debe ser completa, en lo posible debe tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- a. Cantidades en términos del grado de conocimiento de los recursos probados, probable, posible, especulable, etc.
- b. Cantidades en términos del contenido energético en su composición y las características que afectan al medio ambiente.
- c. Costos en términos de desarrollo hasta su uso efectivo, incluyendo medidas para la protección del medio ambiente.
- d. Factibilidad técnica de su desarrollo y uso, se sabe que es dificultoso evaluar disponibilidad de recursos de energía para propósitos de planeamiento, especialmente cuando el alcance del planeamiento es a largo plazo.

Como el país tiene recursos de Uranio, la factibilidad técnica de su desarrollo se incluye significativamente en el estudio.

Los estudios de recursos de energía no deben ser llevados a cabo en forma aislada de las otras actividades asociadas con la fase de planeamiento nucleoelectrico.

Con relación a los recursos energéticos el Perú posee un importante potencial (Ver Tabla

4.8.), el que sin embargo, se encuentra insu
ficientemente evaluado.

TABLA 4.8. POTENCIAL ENERGETICO NACIONAL - FUENTES COMERCIA-
LES AÑO 1982

Fuentes	Unidades	Potencial	Nivel de Utilización %
Petróleo	10 ⁶ Barriles	775(a)	9.2 (e)
Gas Natural	10 ⁶ Pies Cúb.	1637698(b)	4.7 (e)
Carbón	10 ⁶ Toneladas	1000(c)	Insignifican.
Hidroenergía	10 ³ KW	58000(d)	3.0 (f)
Uranio			Ningunas.

- a. Reservas probadas al 31 de diciembre de - 1982, las reservas probables y posibles - se estiman en 34000 mlls. de barriles. (Fuente Memoria de PETROPERU-1982).
- b. Incluye reservas probadas (951398 mlls. - de pies³) y reservas probables (686300 mlls. de pies³).
- c. Incluye reservas probadas (27 Mlls. TM), probables (123 Mlls. TM) y posibles (850 Mlls. TM).
- d. Potencial técnica y económicamente aprovechable
- e. Relación producción reservas.
- f. Relación capacidad instalada y potencial.

Fuente : Ministerio de Energía y Minas.

El potencial energético comercial, asciende a 1707×10^6 Tep de las cuales 6.3% corresponde al petróleo, 1.3% al gas natural, 1.1% al carbón mineral y 91.3% a la hidroenergía.

El potencial energético por fuentes es :

1. PETROLEO.

Las reservas probadas de petróleo crudo alcanzaron en 1980 un volumen total de 801.3 millones de barriles, que significaron algo más de 11 veces la producción anual.

Las reservas probadas al 31 de diciembre de 1982 ascendieron a 775 barriles, de los cuales 475 millones de barriles corresponden a la Sela y 360 millones al Nor Oeste del País.

Tomando en consideración los lineamientos de política petrolera adoptada por el Estado, que conducen a incrementar las reservas probadas en base a la exploración y explotación de los yacimientos en la selva peruana, y aceptando las estimaciones oficiales que indican un nivel de reservas potenciales o posibles, del orden de 4000 millones de barriles en 58 millones de hectáreas con filiación petrolífera del territorio nacional, se puede establecer la razonable posibilidad de que por lo menos hasta fines del presente siglo, se podrá mantener un nivel de reservas probadas suficiente para cubrir los requerimientos nacionales de pro

ducción de hidrocarburos que para el año 2000 se estima en un orden de 117.7 millones de barriles/año, que equivalen en promedio a 322.5 miles de barriles/día. Ver Tabla 4.9.

TABLA 4.9. PRODUCCION NACIONAL DE PETROLEO CRUDO 1968-1981 Y PROGRESION HASTA EL AÑO 2000 (1)

AÑO	COSTA MMB/AÑO	SELVA MMB/AÑO	TOTAL MMB/AÑO	TOTAL MB /DIA
1968	26.0	1.0	27.0	73.9
1978	21.7	33.4	55.1	151.0
1979	22.9	47.0	69.9	191.7
1980(2)	24.7	46.6	71.3	195.0
1981(2)	25.1	45.7	70.4	193.0
1985	25.3	53.5	78.8	215.8
1990	26.8	68.7	95.5	261.6
2000	33.2	84.5	117.7	322.5

Fuente: (1) Desarrollo energético a largo plazo 1980-1990 y proyecciones al año 2000. Ministerio de Energía y Minas.

(2) Memoria Anual 1980-1981. Petróleos del Perú.

2. GAS NATURAL.

Las reservas probadas de gas natural en la Costa y zócalos del Nor-Oeste del país ascienden a 640,891 millones de pies cúbicos y las reservas probables de Aguaytía llegan a 497,000 millones de pies cúbicos.

bicos.

En abril de 1982, la contratista Belco - descubre un yacimiento de gas en el Zócalo Continental, frente a Zórritos, en el extremo Norte de la Costa. La posible - dimensión de este yacimiento está siendo evaluada, pero el pozo inicial daba una - producción de 6000 pies³/seg., osea, el equivalente de aproximadamente 1,000 bls/ día de petróleo.

3. CARBÓN.

Está demostrado que a lo largo de la Cordillera Andina existen afloramientos de mantos carboníferos que denotan la existencia de importantes yacimientos de este recurso energético

Sin embargo, a pesar que gran parte de - dichos yacimientos son conocidos y algunos explotados en escala menor desde el siglo pasado, el estudio de las reservas existentes ha estado por largo tiempo limitada a exploraciones geológicas superficiales y en los últimos años a unas pocas perforaciones diamantinas y estudios geológicos subterráneos.

El carbón en el Perú, se ha utilizado -- principalmente en forma de coque metalúrgico en el Centro Minero de la Oroya, como coque suderúrgico en la acería de Chimbote, en otros usos de menor cuantía en - fundiciones, ladrilleras, etc., y en algu

nos otros procesos industriales.

En alguna época ha sido utilizado para generar energía eléctrica.

Las evaluaciones de los organismos oficiales establecen la posible existencia de reservas de carbón en el Perú, del orden de 1110 millones de toneladas, repartidas según tipos de carbón, en la siguiente forma :

carbón de hulla (bituminoso)	130x10 ⁶ T	11.5%
carbón de antracita	880x10 ⁶ T	79.5%
carbón de lignito	100x10 ⁶ T	9.0%
TOTAL	1110x10 ⁶ T	100.0%

La misma fuente establece que además existieran reservas probadas y probables, del orden de 218 millones de toneladas, repartidas en los siguientes yacimientos:

Oyón Pampahuay	42 x 10 ⁶ T
Gazuma	26 x 10 ⁶ T
Alto Chicama	150 x 10 ⁶ T
TOTAL	218 x 10 ⁶ T

Sin embargo, recientes estudios realizados para Procarbón S.A. establecen que los yacimientos carboníferos que cuentan con mayor documentación técnica y estadística disponible son los de Alto Chicama, en el Departamento de La Libertad, Santa en el Departamento de Ancash, Oyón en el Departamento de Lima y Jatunhuasi en el Departamento de Junín; determinando valores más conservadores para dichas reser

vas probadas y posibles, que alcanzarían a totalizar las siguientes cifras en millones de toneladas.

TABLA 4.10. RECURSOS DE CARBON

YACIMIENTOS	TIPO DE CARBON	RESERVAS POSIBLES	RESERVAS PROBADAS PROBABLES
Alto Chicama			
- Sectores E.F.H	Antracita	36.5	26.5
Santa			
- La Galgada y Cocabal	Antracita	-	17.0
- La Limeña	Antracita	-	8.0
- Eclipse y San Gerónimo.	Antracita	173.0	-
Oyón			
- Gazuma	Antracita	12.0	5.0
	Hulla	41.0	9.5
- Pampahuay	Hulla	40.0	-
Jatunhuasi			
- Cachi	Hulla	15.0	0.3
Sub-Total			
	Antracita	221.5	56.5
	Hulla	96.0	9.8
TOTAL		317.5x10⁶ T	66.3x10⁶ T

El yacimiento de Alto Chicama es el único que ha sido estudiado para fines de generación de energía eléctrica a partir del Acuerdo Intergubernamental entre los

Gobiernos del Perú y Polonia, firmado en 1972, que permitió la suscripción de un contrato entre la Empresa Mineral del Perú (Minero Perú) y la Empresa Kopex de Polonia para efectuar estudios geológicos que culminaron posteriormente con estudios de Factibilidad y Definitivo para el desarrollo de un complejo minero energético, realizado mediante otro contrato, con un consorcio formado por las firmas Kopex de Polonia y Universal Engineering Ltd. de Suiza.

Los trabajos de geología subterránea efectuados a raíz de tales contratos, han permitido establecer con mayor precisión el volúmen de reservas probadas y probables que a su vez han conducido al diseño de una central termoeléctrica de 300 Mw con posibilidad de ser ampliada modularmente, que consumiría 0.8 millones de toneladas/año de carbón de antracita y que estaría ubicada en la localidad de Puerto Chicama al norte de Trujillo.

El volúmen indicado de reservas probadas probables y de reservas posibles de carbón de antracita, principalmente de los yacimientos de Alto Chicama y Santa, permiten vislumbrar una razonable posibilidad de utilización del carbón como importante sustituto del petróleo en la generación térmica necesaria para el cubrimiento de la demanda nacional de las próximas dos décadas, siempre que se establezca una política adecuada que permita

una actividad intensa y sostenida en la confirmación de reservas y posterior explotación del recurso.

4. HIDROENERGIA.

a. Potencial Hidroenergético del Perú

El Perú debido a su configuración geográfica posee un amplio potencial hidroenergético. Los estudios realizados por el Ministerio de Energía y Minas, con la ayuda de una misión técnica de la República Federal Alemana, sitúa la magnitud del potencial teórico en los 200,000 MW y el potencial técnico económicamente aprovechable en 58 mil MW, definido este último como la sumatoria de las potencias instaladas de los emplazamientos seleccionados a lo largo de todas las cuencas hidrológicas del país.

b. Distribución del Potencial y Grandes Cuencas

Todo el potencial hidroenergético del Perú se encuentra distribuido en tres principales vertientes: la Vertiente del Atlántico, La Vertiente del Pacífico y la del Lago Titicaca.

La Vertiente del Atlántico posee el mayor potencial teórico, el mismo que asciende a 176,287 MW. En la Tabla 4.12 se muestran las cuencas más impor

tantes de esta Vertiente.

TABLA 4.11 . CUENCA HIDROGRAFICA DEL ATLANTICO

CUENCA	POTENCIAL TEORICO (MW)	POTENCIAL TEORICO ESPEC. (MW/Km)
Alto Marañon	8,636	4.47
Pastaza	10,955	4.07
Huallaga	26,363	6.10
Apurímac	12,645	11.96
Ucayali	14,203	3.04
Madre de Dios	8,837	8.79
Inambari	10,110	6.51

Fuente: "La Energía y sus Perspectivas" - Tomo I, Cuadro 1

La Vertiente del Pacífico, posee un potencial hidroeléctrico evaluado en 29,257 MW, parte del cual está asociado a Proyectos de Propósito Agrícola y también para fines de abastecimiento de agua potable.

Según su importancia, ya sea por su implicancia en grandes proyectos y - por su potencial, en la Tabla 4.12. se muestran las cuencas principales de esta vertiente.

TABLA 4.12. CUENCA HIDROGRAFICA DEL PACIFICO

CUENCA	POTENCIAL TEORICO (MW)	POTENCIAL TEORICO ESPECIF. (MW/Km)
Santa	4,953	4.34
Río Rimac	987	2.08
Ocoña	3,248	2.27
Majes - Camaná	2,910	2.80

Fuente: "La Energía y sus Perspectivas" Tomo I, Cuadro 2.

En la Tabla 4.13 se muestran las cuencas más importantes de la vertiente - del Lago Titicaca que tiene un potencial teórico de 564 MW.

TABLA 4.13. CUENCA HIDROGRAFICA DEL LAGO TITICACA

CUENCA	POTENCIAL TEORICO (MW)	POTENCIAL TEORICO ESPECIF. (MW/Km)
Río Ramis	228	0.16
Río Costa	152	0.27

Fuente: "La Energía y sus Perspectivas" Tomo I, Cuadro 3.

5. BIOMASA.

El potencial energético del Perú de este recurso alcanzó en 1982 aproximadamente 138×10^6 Tep/año, con un nivel de utilización del 3%, el cual se encuentra distribuido en las siguientes formas: re

cursos forestales, residuos agrícolas, y residuos animales.

- Recursos Forestales

Las estadísticas muestran que la cantidad de energía utilizada anualmente, asciende aproximadamente a 3×10^{13} Kcal. La producción de madera usada como fibra o como insumo para la industria de madera o para la construcción es pequeña; la mayor se usa como combustible, directamente como leña, como carbón de leña o no se aprovecha.

TABLA 4.14. RECURSOS FORESTALES

	AREA 10 ³ Há.	PRODUCTIV. COMERCIAL M ₃ /Há.	PRODUCTIV. TOTAL 10 ⁶ Tm/año	CONSUMO DE LEÑA 10 ⁶ Tm/año
Foresta Nacional	70,000	10	370(a)	8.4
Plantaciones	106(b)	--	--	-
Areas útiles para plantaciones.	10,394	--	--	-

Fuente: Ministerio de Agricultura, Vademecum Forestal..
Lima, Perú 1979.

a) Considerando una densidad de 0.5 TM/M3.

b) Corresponden a 1971.

- Residuos Agrícolas

En la Tabla 4.15 se muestra la ex tensión del área cultivada por regio- nes. La producción de residuos y su contenido energético. El potencial e nergético de estos residuos agrícolas se estima en 941,000 Tep/año. El úni- co residuo agrícola que se emplea co- mo combustible para producir vapor y electricidad es el bagazo de la caña de azúcar.

TABLA 4.15. AREAS CULTIVADAS Y RESIDUOS AGRICOLAS

REGION	AREA CULTIVADA 10 ³ Ha.	PRODUCCION DE RESIDUOS 10 ³ TM	CONTENIDO ENERGETICO 10 ³ TEP
Costa	703	4518	678
Sierra	1166	997	150
Selva	617	753	113
TOTAL	2486	6268	941

Fuente: Anuario Estadístico Agropecuario (1976)
Ministerio de Agricultura y Alimentación.

- Residuos Animales

La mayor parte de la población ga nadera está localizada en la sierra. En las partes altas de esta región - los residuos de alpacas, llamas y ga- nado vacuno y ovino son utilizados - desde hace siglos como fuente de ener- gía principalmente para cocción. Estos recolectados, compactados y secados al sol.

6. . GEOTERMIA.

Regiones Geotermales en el Perú.

En relación con las manifestaciones geotermiales, se ha considerado 6 regiones - de interés geotérmico, con el propósito de hacer más viable y efectiva la evaluación, las cuales son las siguientes:

Región I : Cajamarca - La Libertad.

Región II : Callejón de Huaylas.

Región III : Churín.

Región IV : Central (Río Mantaro).

Región V : Conos Volcánicos.

Región VI : Puno - Cuzco.

De estas regiones la que reviste mayor - importancia es la región V, denominada - Cadena de Conos Volcánicos, a lo largo - de la cual se han localizado numerosas - manifestaciones geotérmicas: como fumarolas y aguas termales relacionada a vulcanismo reciente, que podrían concluir al hallazgo de focos geotermales significativos, cuyos fluidos podrían proporcionar energía eléctrica a importantes centros mineros como Cerro Verde, Cuajone, y Toquepala (pórfidos de cobre), donde la demanda de energía eléctrica es satisfecha con centrales térmicas que consumen considerables cantidades de petróleo, ante la situación deficitaria de generación - hidroeléctrica; además, el desarrollo - del Proyecto Minero de Quellaveco requerirá contar con energía adicional.

7. URANIO.

En el distrito de Macusani, departamento de Puno, al Sur Este del país, se encuentran importantes reservas de Uranio Ver Tabla 4.16.

Se indica que las rocas volcánicas de la era terciaria tienen unos 4.2 millones de años de antigüedad.

Las Minas mineralizadas son pitchblenda, gunita, autunita y meta autunita en fracturas sub-verticales y sub-horizontales. El grado de contenido de uranio es de : 0.03 a 0.2%.

El Uranio del distrito de Macusani es vista como el área potencialmente favorable para promover los recursos de Uranio en el país.

Otras áreas geológicamente favorables para recursos de Uranio :

- Area de Vilcabamba: en 1962, una misión germana confirmó un descubrimiento hecho por el Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN). En conjunto con el IPEN esta misión localizó estructuras minerales con Uranio y otros minerales (Cu - Co, etc.).
- Area de Oxapampa: IPEN. Un área con importantes indicadores y anomalías de existencia de Uranio fueron localizadas.
- Cordillera Oriental.

TABLA 4.16. RECURSOS DE URANIO EN EL DISTRITO DE MACUSANI

TONELADA DE URANIO		
	RECURSOS RAZONABLEMENTE ASEGURADOS (RRA)	RECURSOS ADICIONALES ESTIMADOS (RAE) Cat. I (EAR - I)
Depósitos principales o Distritos	Costos 80\$/Kg.U 80-120\$/Kg.U	80\$/Kg.U 80-130\$/Kg.U
MACUSANI	500	
TOTAL	500 -	----

Minas mineralizadas con posibles cantidades de Uranio son conocidas:

- En Ica y Yarabamba.
- En Huancavelica y Tacna.
(Zona de la Mina Mercedes y la de Pachin y Palca, respectivamente).

Basados en los recursos conocidos de Macusani, el IPEN planea desarrollar un Centro de Producción de capacidad aún no conocida.

8. PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

Se dispone de muchos pequeños aprovechamientos los cuales están ubicados en las partes altas de las cuencas, en donde se presentan saltos entre 100 y 300 metros con caudales entre 200 y 2500 litros por segundo, con los que se pueden

obtener plantas del orden de 100 KW a - 5000 KW. Ya que este recurso se encuentra distribuido en aproximadamente 1000 subcuencas altas, en cada una de las cuales se puede obtener según estimaciones preliminares 1000 KW técnica y económicamente aprovechables, actualmente se tiene unos 50000 KW instalados en el país.

4.2.2.3 Pronóstico de Demanda de Energía

El pronóstico de demanda de energía constituye la estructura de referencia para cualquier análisis respecto a la composición del desarrollo de la energía suministrada. El método usado para pronósticos, el período a ser cubierto y el alcance del estudio están relacionados.

Los resultados obtenidos son obviamente dependientes de los datos usados y de los criterios aplicados, en adición al método adoptado.

Los pronósticos a largo plazo proveerán las bases para dar políticas y estrategias; ellos son de naturaleza estadística. Las tendencias pasadas predominantes y los datos son extrapolados, usualmente usando correlación entre las tasas de crecimiento de los indicadores macroeconómicos más significativos, programas económicos de desarrollo y consumo de energía.

Con el propósito de proveer una base a los estudios del planeamiento nuclear, los pronósticos son usualmente hechos para la energía -

secundaria. La demanda para la energía primaria es luego derivada de esos resultados - tomando en cuenta las pérdidas que ocurren - en la conversión y transmisión de la energía.

En el caso del país se aconseja poner gran atención a las tasas de crecimiento de los sectores urbano, industrial y rural. La validez de los pronósticos depende de la metodología adoptada, pero un conocimiento profundo de - los sistemas energéticos y sus usos, y del - desarrollo de la macroeconomía del país permitirá obtener información más precisa y depurada para posteriores usos.

El pronóstico de demanda debe seguir las siguientes etapas:

1. Un análisis sistemático de los sistemas social-económicos y tecnológico en orden a identificar los mayores factores que - determinan la evolución de la demanda de energía a largo plazo.
2. Disgregación de la demanda total de energía en una multiplicidad de usos y por - categorías. La selección de las categorías a ser consideradas dependerán de los objetivos perseguidos por el modelo y los datos disponibles.
3. Organización de todos los factores dentro de una estructura multi-nivel, del macro-nivel, mostrando los macro determinantes y sus efectos en cada categoría o uso final.

- Proyecciones de Requerimientos de Energía

Seguidamente se presenta las proyecciones de los requerimientos futuros de energía, específicamente para el año 2000.

Para el año 2000 se han considerado cuatro escenarios principales con diversas sub-variantes, para poder mostrar los caminos posibles de la vida político-energético del país. Los determinantes elegidos como elemento de escenario son aquellos cuya evolución no puede obtenerse por extrapolación de tendencias históricas, ya que pueden producirse modificaciones estructurales en lo concerniente al crecimiento de la demanda de energía.

Los factores representativos de la formulación de políticas son un ejemplo de ello.

Para el año 2000 se estima que la demanda global de energía estará comprendida entre $(28 - 30) \times 10^6$ TEP, de los cuales 32% serán cubiertos por fuentes renovables y el 68% corresponderán a fuentes no renovables. La participación de los sectores económicos en la demanda de energía (Escenario III - Ver gráficos 4.1 y 4.2) será como sigue: el sector doméstico, comercial y público con un 44% el sector transporte con 22%, el sector agroindustrial con el 6% y el industrial con 28%.

Los requerimientos de energía primaria serán del orden de 36×10^6 TEP, el petról

leo contribuirá con el 50%, el volúmen - petróleo estará comprendido entre 104 y 132×10^6 Bb, el carbón contribuirá con el 4.0%, la cantidad de carbón requerida será de 3.2 a 4.8×10^6 TM.

El consumo de biomasa (leña y residuos) será de 16 a 43×10^6 TM representando - una contribución del orden del 16 a 35% del total, los requerimientos de gas natural para el año 2000 oscila entre los $29,000$ y $30,400 \times 10^6$ de pies cúbicos, su contribución en el consumo total será de 2 a 2.5%.

En lo que respecta a la hidroenergía, la demanda estará comprendida entre $28,000$ a $30,400$ GWh con una participación que oscila entre el 8 a 12% en el consumo - total de energía.

En la Tabla 4.17 se sintetizan los requerimientos de energía primaria (año 2000) y en los gráficos 4.1 y 4.2 se presentan la demanda de energía por sectores económicos y los requerimientos de energía - primaria respectivamente, en ambos casos según los cuatro escenarios arriba mencionados.

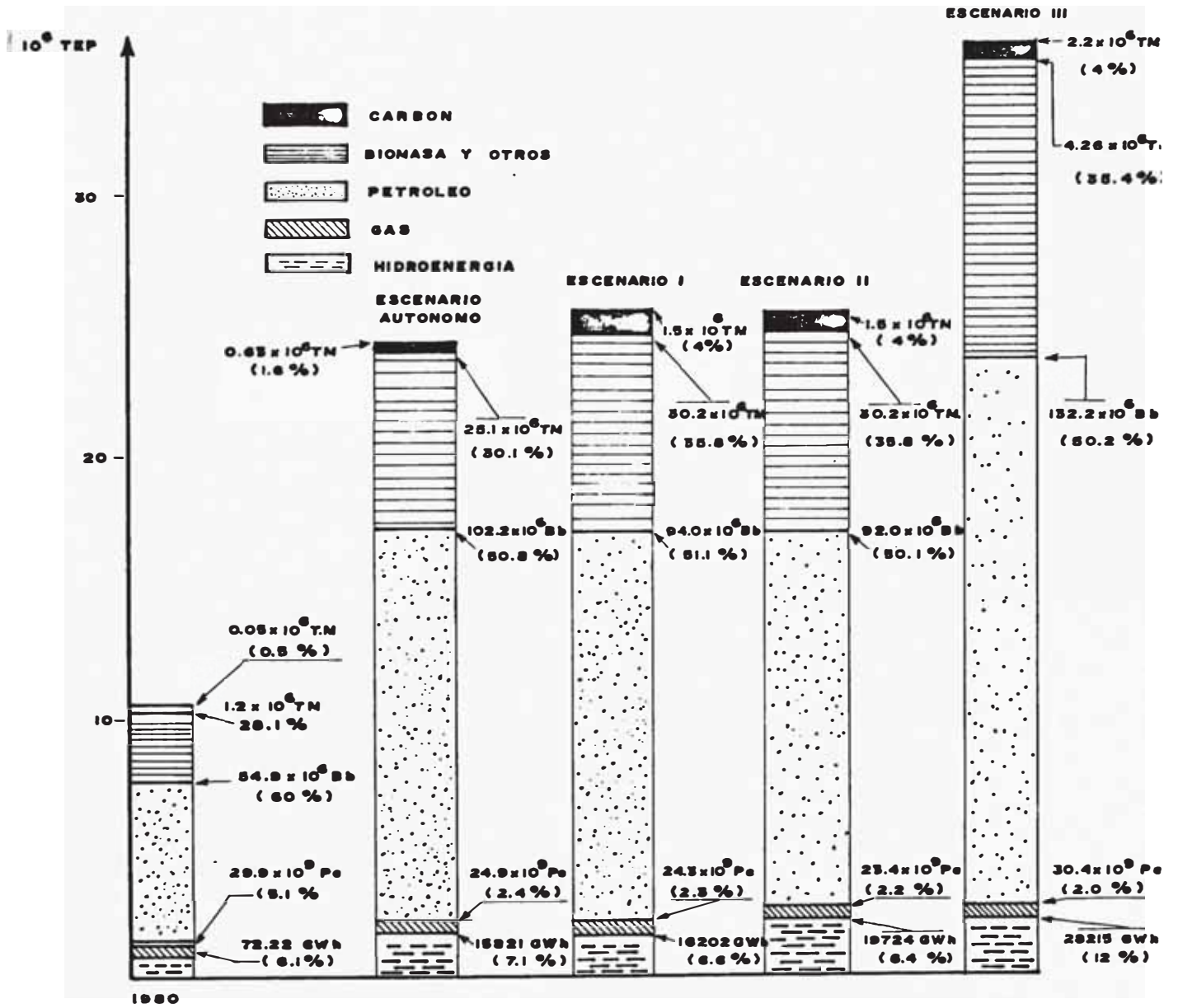


GRAFICO 4.1. REQUERIMIENTOS DE ENERGIA PRIMARIA PARA EL AÑO 2,000

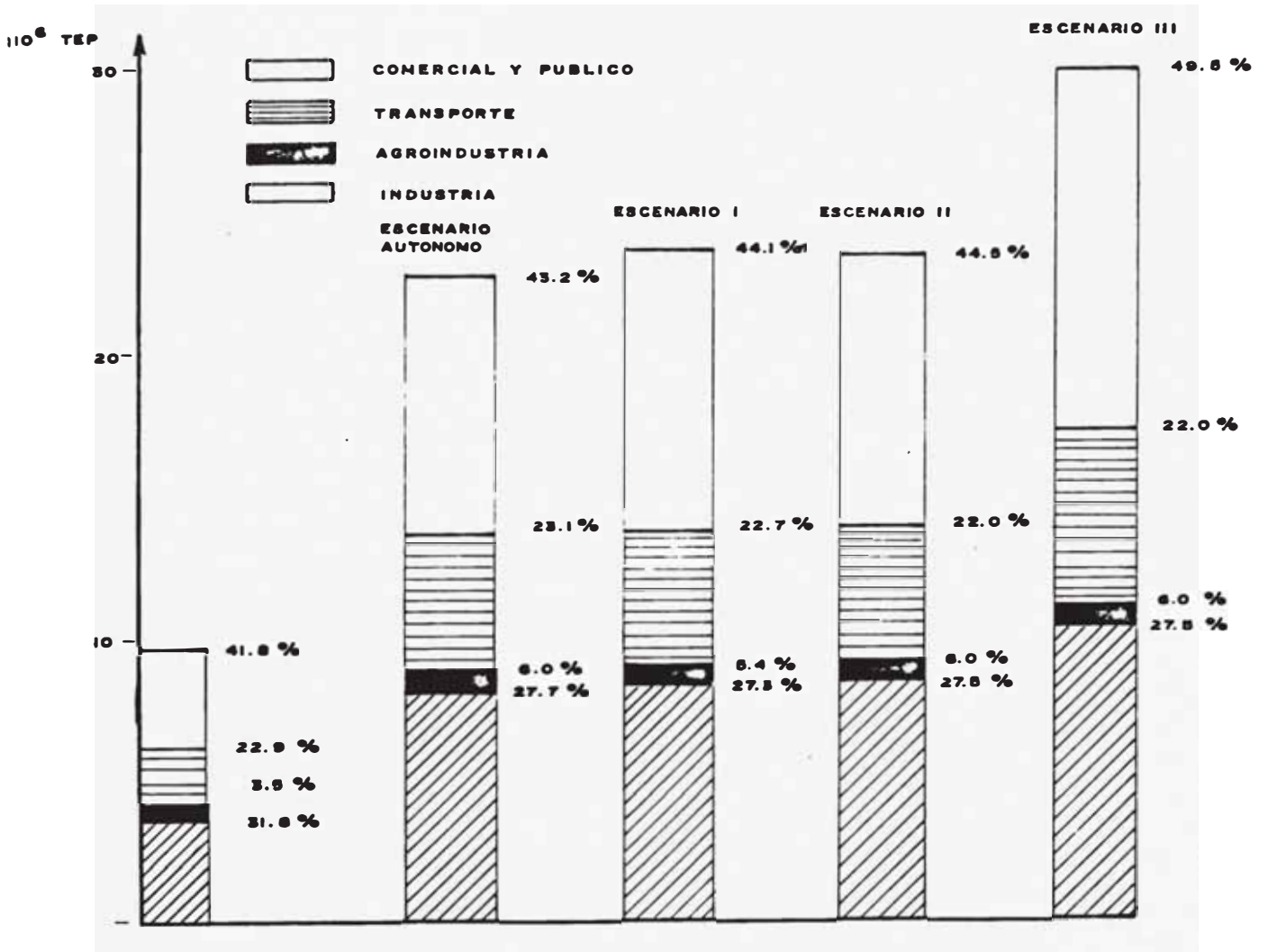


GRAFICO 4.2

DEMANDA DE ENERGIA POR

SECTORES ECONOMICOS AÑO 2,000

TABLA 4.17. DEMANDA FUTURA DE ENERGIA

FUENTES	DEMANDA FUTURA DE ENERGIA (AÑO 2000)			
RENOVABLES	Hydroenergfa	28000	- 30400	GWh
	Otros (Eólica Geote).		11500	Tcal
NO RENOVABLES	Petróleo	194	- 132 x 10 ⁶	Bb
	Gas	29000	- 30400 x 10 ⁶	Pc
	Carbón	3.2	- 4.8 x 10 ⁶	TM
	Biomasa	16	- 43 x 10 ⁶	TM

4.3. Análisis del Mercado de Electricidad

Un estudio de la estructura del mercado de consumidores y un análisis de su desarrollo pasado es necesario para establecer el punto de partida para los pronósticos de demanda de electricidad. Esto es para dar las bases para el planeamiento de la expansión del sistema eléctrico.

4.3.1. Estructura de la Demanda y Pronósticos

Como el objetivo del planeamiento eléctrico es la producción y comercialización de la energía eléctrica, siempre que se tiene una real y completa información estadística acerca de los consumidores.

Los más importantes aspectos a ser considerados son:

- Consumo de energía eléctrica.
- Demanda Pico
- Duración de carga y sus variaciones.

Los datos a ser compilados respecto al desarrollo pasado debe cubrir un período de 10 a 20 años, los datos para cada sistema eléctrico son tratados independiente.

Los pronósticos de demanda es generalmente ejecutada por los órganos del Ministerio de Energía y Minas (MEM) o Empresas Eléctricas (ELECTROPERU), dentro de sus propias organizaciones sobre una continua actualización de un estudio de planificación nuclear

no da expectativa en dar un nuevo pronóstico de demanda independiente, pero hace una revisión crítica de los pronósticos anteriores.

De acuerdo al Plan Maestro de Electricidad la demanda de energía eléctrica en 1993 alcanza los 19450 GWh y para el año 2007 será alrededor de 43407 GWh. La tasa de crecimiento promedio anual está dada por períodos; para el período 1983-1993 será del 6.2% y para el período 1993-2007 será del 6%.

En la Tabla 4.18 se puede observar la descomposición de la energía eléctrica por sistemas y cargas aisladas para los años 1983, 1993 y 2007. La descomposición tanto en porcentaje como en GWh permite observar la importancia de los sistemas frente a las cargas aisladas, éstas serán integradas gradual y secuencialmente a los diferentes sistemas, se cita el caso de CENTROMIN que se integra al SICN en 1985-1986; pero existen cargas aisladas que no podrán integrarse a los sistemas, tal es el caso de las localidades pertenecientes a los departamentos de Cajamarca, Ayacucho, Apurímac y San Martín.

a. El Sistema Interconectado Centro Norte
(SICN)

Actualmente está conformado por las siguientes barras: Trujillo, Chimbote, Huallanca, Paramonga, Lima Pisco, Ica, Marcona, Huancayo y el Valle del Mantaro.

TABLA 4.18. DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

AÑO	1983		1993		2007	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Sistema Interconectado - Centro Norte (SINC)	6530	61.6	15743	80.9	35996	82.9
Sistema Sur Oeste (SISO)	393	3.7	1996	10.3	4298	9.9
Sistema Sur Este (SISE)	154	1.5	597	3.1	989	2.3
Iquitos	91	0.9	284	1.5	617	1.4
Pucallpa	27	0.2	118	0.6	255	0.6
Cargas aisladas	3408	32.1	712	3.6	1252	2.9
TOTAL NACIONAL	10603	100.0	19450	100.0	43407	100.0

Las barras a integrarse son: Huancavelica (1985), Pasco, La Oroya y Pachachaca (1986); Chiclayo, Pacasmayo (1986), Piura, Talara y Bayóvar (1988), Tumbes (1990), Cajamarca (1991).

El Servicio Público en el SICN comprende el suministro eléctrico a todas las capitales departamentales, provinciales, y distritos adyacentes a éstas en su área de influencia.

Las cargas más representativas son: - PETROPERU, Cementos Pacasmayo, SIDERPERU Refinería de Zinc, HIERRO PERU y CENTROMIN PERU.

Entre las cargas futuras de mayor significancia podemos citar: Complejo de Amoniaco Urea de PETROPERU, Minas La Granja y Michiquillay de MINERO PERU, Ampliaciones de SIDER PERU, Paramonga PVC de la Sociedad Paramonga, Refinerías de Plomo y Zinc de CENTROMIN PERU; y finalmente la Electrificación del Transporte de Lima Metropolitana y Electrificación Provincial, Distrital y Rural en diferentes Valles de la Costa (Valle Chancay).

La Tabla 4.19 muestra la proyección de demanda de potencia y energía en el SICN. Las tasas de crecimiento promedio anual por periodos para el análisis considerado es como sigue:

TABLA 4.19. SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO-NORTE, PROYECCIONES DE DEMANDA DE POTENCIA (MW) Y ENERGIA (GWh)

CARGA	1 9 8 5		1 9 9 0		1 9 9 5		2 0 0 0		2 0 0 7	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Tumbes	(8.3)	(23.1)	11.4	32.8	15.2	45.1	21.8	71.8	37.1	136.1
Piura	(30.9)	(144.3)	71.1	310.9	91.0	403.9	131.2	603.4	223.5	1093.4
Talara	(35.5)	(252.2)	38.3	264.1	61.7	418.4	71.3	471.3	100.3	634.4
Bayóvar	(0.6)	(2.0)	20.5	143.3	48.4	353.3	56.1	395.5	80.6	530.7
Chiclayo	(27.1)	(110.3)	43.0	173.5	65.3	257.6	106.5	438.9	209.2	904.9
Pacasmayo	(23.1)	(116.4)	30.0	133.8	32.0	139.5	43.6	196.4	77.2	368.6
Cajamarca	(4.3)	(15.7)	(6.0)	(21.7)	32.3	154.1	46.9	228.0	149.6	800.4
Trujillo	65.9	314.1	91.2	427.3	108.8	524.9	167.8	782.3	304.2	1457.3
Chimbote	104.0	437.4	172.2	713.1	243.3	1001.4	283.7	1207.2	391.4	1763.5
Huallanca	13.9	68.0	19.9	96.2	48.5	268.7	57.9	307.7	82.1	416.7
Paramonga	71.7	445.4	100.3	638.5	127.5	815.4	220.1	1443.8	316.9	1929.7
Lima	915.5	5191.4	1177.6	6691.3	1510.6	8563.0	2006.8	11390.9	3117.9	18038.1
Pisco	49.2	188.1	68.8	343.5	108.9	617.7	139.4	761.6	214.8	1115.8
Ica	20.4	93.6	44.1	175.8	53.1	211.0	66.4	279.9	99.6	459.0
Marcona	50.0	320.0	88.8	570.5	118.4	754.0	148.0	923.4	145.3	1171.0
Pachachaca	33.1	259.0	81.5	638.0	88.2	689.6	146.0	1143.1	184.7	1445.1
La Oroya	109.6	800.8	163.9	115.0	197.7	1339.7	219.4	1495.6	281.4	1867.4
Cerro de Pasco	34.9	261.6	68.0	157.0	82.8	537.4	94.2	612.8	125.9	823.5
Huancayo	17.4	67.0	26.0	105.2	36.2	144.5	56.3	232.0	104.0	450.4
Huancavelica	15.9	99.6	22.9	127.2	26.1	141.0	33.4	173.8	53.8	270.2
Mantaro	20.5	160.7	23.4	168.7	26.1	178.7	33.9	216.2	55.1	319.6
Total Interc.	1652.0	9370.6	2368.9	13347.2	3127.1	17558.9	4150.8	23375.6	6404.0	35996.1
Total Interc.1	1522.0	8706.6	2362.9	13325.5	3127.1	17558.9	4150.8	23375.6	6404.0	35996.1

Fuente: Plan Maestro de Electricidad

	Potencia	Energía
A nivel interco <u>n</u> nectado: a		
1985-2007	6.7%	6.6%
Expansión del sistema:		
1985-1995	7.4%	7.2%

A nivel de mercado las tasas de crecimiento anual (Tca) en el largo plazo, - permiten observar los efectos motivados por el crecimiento demográfico, así como por la incorporación de nuevas cargas al sistema. Para los períodos arriba considerados se tiene las siguientes Tca:

	Potencia	Energía
1985 - 2007	6.3%	6.3%
1985 - 1995	6.6%	6.4%

Ver tabla 4.18.

b. Sistema Interconectado Sur-Oeste (SISO)

Este sistema está integrado por los - sistemas aislados que son: SEAL-Cerro Verde (Arequipa) y Aricota-SPCC (Tacna - Moquegua). Las barras que conforman el

SISO son: Arequipa y Mollendo (ambos pertenecientes al sistema SEAL-Cerro Verde) e Ilo, Toquepala, Tacna y Juliaca (pertenecientes al Sistema Aricota-SPCC).

La expansión del sistema prevé la integración de las siguientes barras: Arequipa (1985); Ilo, Toquepala y Tacna (1986); Mollendo y Juliaca (1990).

El Servicio Público en el SISO comprenderá el suministro Eléctrico a las capitales departamentales de Arequipa, Moquegua, Tacna y Puno; a las ciudades de Mollendo, Ilo, Juliaca y a los pequeños centros Poblados de sus respectivos entornos.

Las cargas de mayor importancia destacan Cerro Verde, Etapa I, la Fundición de la SPCC (Arequipa) y la Refinería de Cobre (Ilo) y las Minas de Toquepala y Cuajone (Toquepala).

Las cargas futuras mas significativas son: Cerro Verde II, La Refinería de Cobre II, las ampliaciones de Toquepala y Cuajone y la Mina de Quellaveco.

La Tabla 4.20 muestra las proyecciones de demanda tanto en potencia como en energía.

Los criterios de análisis son los mismos que se emplearon en el caso del SICN,

TABLA 4.20 SISTEMA ELECTRICO SUR-OESTE, PROYECCIONES DE DEMANDA DE POTENCIA (MW) Y ENERGIA (GWh)

C A R G A	1 9 8 5		1 9 9 0		1 9 9 5		2 0 0 0		2 0 0 7	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Arequipa	78.9	430.7	118.1	633.8	151.6	832.4	201.1	1122.6	292.7	1653.1
Mollendo	(2.9)	(10.7)	6.4	17.9	8.4	26.8	11.5	40.0	15.7	64.1
Ilo	(27.4)	(194.4)	31.5	219.4	36.7	252.3	52.7	361.3	63.2	458.8
Toquepala	(95.0)	(580.2)	111.4	731.6	123.7	819.7	147.6	976.5	216.9	1436.9
Tacna	(16.6)	(80.5)	21.1	102.7	28.0	141.0	37.8	195.6	55.8	296.6
Juliaca	(9.2)	(28.8)	27.0	90.3	40.8	143.6	61.8	226.0	103.5	388.4
Total Interc.	230.2	1325.3	315.5	1795.7	389.3	2215.8	512.6	2922.0	754.7	4297.9
TOTAL INTER. 1	78.9	430.7	315.5	1795.7	389.3	2215.8	512.6	29.220	754.7	4297.9

así se obtienen las siguientes tasas de crecimiento:

	Potencia	Energía
Demanda a Nivel Interconectado:		
1985 - 2007	10.8%	11.0%
1985 - 1990	32.0%	33.0%
Demanda a Nivel de Mercado:		
1985 - 2007	5.5%	5.5%
1985 - 1990	6.5%	6.3%

Las altas tasas de crecimiento de la demanda a nivel interconectado se explican debido a la incorporación de nuevas cargas.

Para fines de planeamiento a largo plazo debe considerarse que los sistemas eléctricos como el Centro-Norte, Sur-Oeste y Sur-Este serán interconectados, pero resulta muy difícil su proyección futura en forma conjunta dado que solo se prevee el escalonamiento de las conexiones a realizarse y no se tienen mayores elementos para su estudio.

c. Mercado Eléctrico Nacional

De las proyecciones globales de todos los sistemas eléctricos nacionales y de los centros poblados no integrables se puede obtener la demanda eléctrica nacional total, como se observa en la Tabla 4.21.

TABLA 4.21 . PROYECCION DE LA DEMANDA ELECTRICA NACIONAL

	Energfa (GWh)	Potencia (MW)
1983	10602.5	1942.8
1984	11304.1	2057.5
1985	11976.0	2171.6
1986	12821.2	2319.7
1987	13608.3	2478.9
1988	14489.5	2614.3
1989	15463.7	2804.0
1990	16672.9	3007.0
1991	17572.4	3171.4
1992	18314.2	3308.1
1993	19449.5	3499.2
1994	20710.8	3741.2
1995	21633.1	3909.4
1996	22756.4	4101.8
1997	24014.7	4325.5
1998	25489.3	4591.4
1999	27125.0	4986.4
2000	28593.1	5148.2
2001	30163.7	5431.4
2002	32048.5	5767.9
2003	34119.9	6139.6
2004	36109.0	6494.8
2005	38266.6	6883.1
2006	40778.3	7332.8
2007	43406.8	7807.8

Tasa de crecimiento

Anual 6.1 % 6.0 %

Fuente: Plan Maestro de Electricidad.

d Curva de Duración de Carga

Las estimaciones de potencia disponibles (Cañon del Pato, Cahua) o de producción de energía (Centrales de Electro-Lima - Hidrandina de la Cuenca Rímac - Santa Eulalia), realizados por las empresas fueron necesarios para aproximar una curva de duración de carga mensual y despacho de las centrales en año seco sin considerar los proyectos futuros (Gráfico 4.3)

En la Tabla 4.22 se muestra un día de máxima demanda (mes Julio de 1982) en el sistema Interconectado Centro Norte.

4.3.2 Estudio del Sistema de Generación y Transmisión

El Sistema de Potencia consiste de capacidad de generación eléctrica y el sistema de transmisión existente. Un estudio del sistema existente es un pre-requisito para el planeamiento de cualquier expansión. El propósito de este estudio es para establecer las características básicas y parámetros del sistema de suministro existente (generación y transmisión) junto con algunas expansiones encargadas (en construcción, ordenadas o decididas).

La identificación de puntos poco consistentes, áreas con problemas y restricciones es especialmente relevante porque estos afectarán el futuro planeamiento de expansión que tendrá que ser optimizado para el suministro del futuro crecimiento de demanda y para corregir -

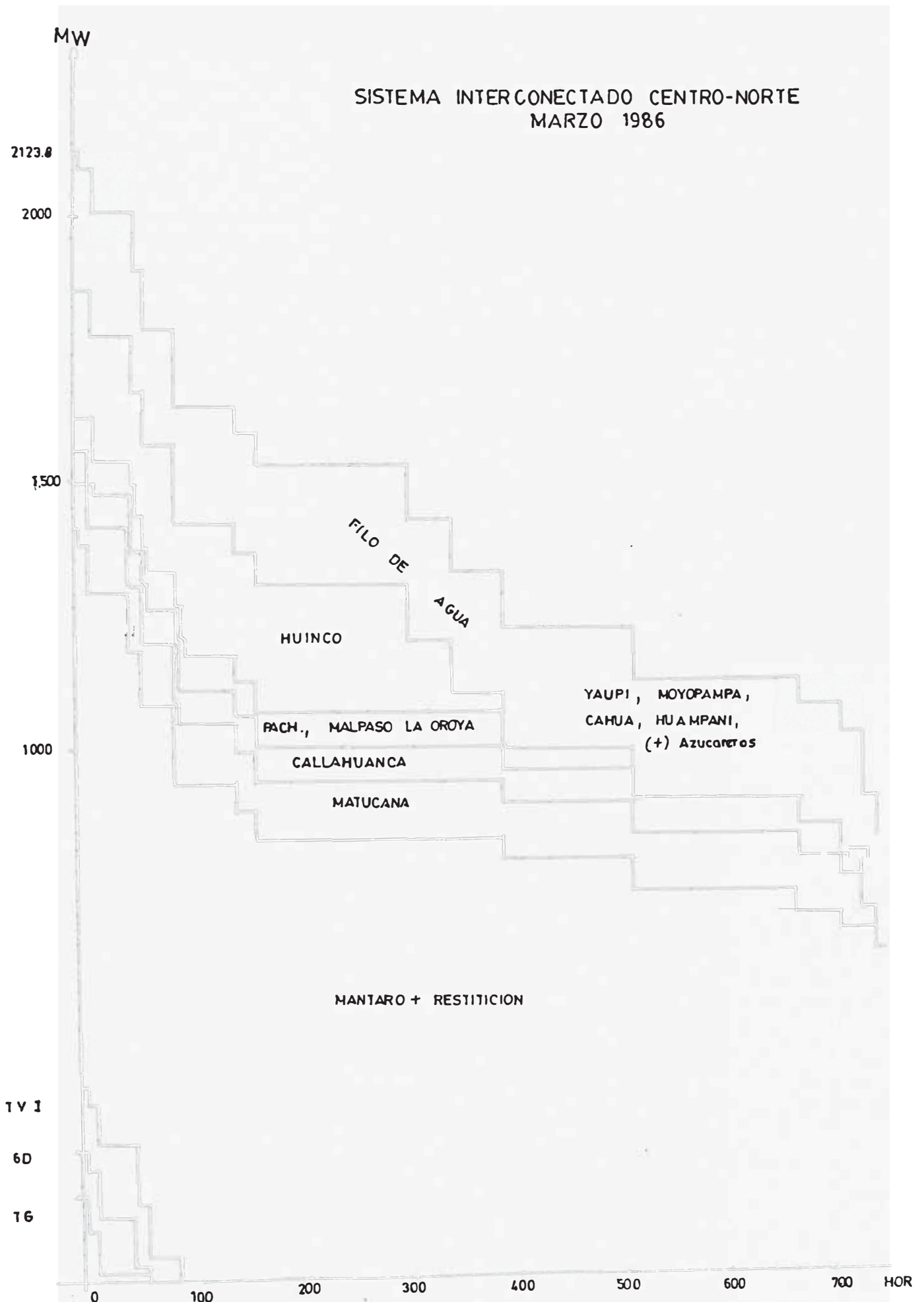


GRAFICO 4.3. CURVAS DE DURACION DE CARGA MENSUALY DESPACHO DE LAS CENTRALES EN AÑO SECO

TABLA 4.22 DIA DE MAXIMA DEMANDA

(Mes de Julio de 1982)

HORA	DEMANDA %	HORA	DEMANDA %
0.0	75.00	12.5	77.88
0.5	69.76	13.0	74.56
1.0	62.50	13.5	74.65
1.5	61.10	14.0	74.74
2.0	60.14	14.5	74.91
2.5	59.18	15.0	75.00
3.0	57.69	15.5	74.91
3.5	58.22	16.0	74.04
4.0	58.65	16.5	73.08
4.5	58.22	17.0	72.12
5.0	57.69	17.5	74.56
5.5	59.18	18.0	76.92
6.0	60.14	18.5	82.69
6.5	62.50	19.0	94.76
7.0	63.99	19.5	100.00
7.5	69.76	20.0	99.04
8.0	76.92	20.5	98.78
8.5	77.45	21.0	93.79
9.0	77.88	21.5	91.35
9.5	78.41	22.0	88.99
10.0	78.58	22.5	86.54
10.5	79.37	23.0	82.20
11.0	79.8	23.5	76.92
11.5	79.63	24.0	73.08
12.0	79.28		

futuras deficiencias que puedan existir.

El estudio puede también ser un análisis de la experiencia pasada del sistema de expansión, en particular respecto de los cronogramas ya puestos en marcha, costos, disponibilidad y factores de carga, identificando cualquier desviación entre lo que fue originalmente planeado y lo que fue realmente logrado y por qué razones. Esto proveerá una útil información para determinar suposiciones realistas para las futuras alternativas de expansión.

La posibilidad de interconectar los sistemas eléctricos independientes deben recibir particular atención.

El Sistema de Generación en el Perú

a. Sistema de Generación

El servicio público de Electricidad estuvo ligada a la evolución de concesionarios privados, Electrolima e Hidrandina que sirven a Lima Metropolitana (Ver Gráfico 4.4), dichas concesionarias acumularon una potencia instalada total de 633MW hasta el año 1972 (Ver tabla 4.23)

Otras concesionarias menores de servicios públicos de electricidad acumularon un total de 175.6 Mw de potencia instalados y los autoprodutores 854.4 Mw, totalizando 1930 Mw de potencia instalada en el país.

TABLA 4.23. PRINCIPALES CENTRALES DE GENERACION
Y POTENCIA INSTALADA ACUMULADA EN MW

Año de Puesta en marcha	CENTRAL	POTENCIA MW
1938 - 1958	C. H. Callahuanca	67.0 (Electrolima)
1951 - 1955	C. H. Moyopampa	63.0 (Hidrandina)
- 1962	C. H. Huampaní	31.0 (Hidrandina)
1961 - 1962	C. H. Santa Rosa	53.6 (Electrolima)
1964 - 1966	C. H. Cahua	40.0 (Hidrandina)
1971 - 1972	C. H. Matucana	120.0 (Electrolima)
TOTAL 1934 - 1972		633.0

Fuente : Datos Estadísticos - Electrolima.

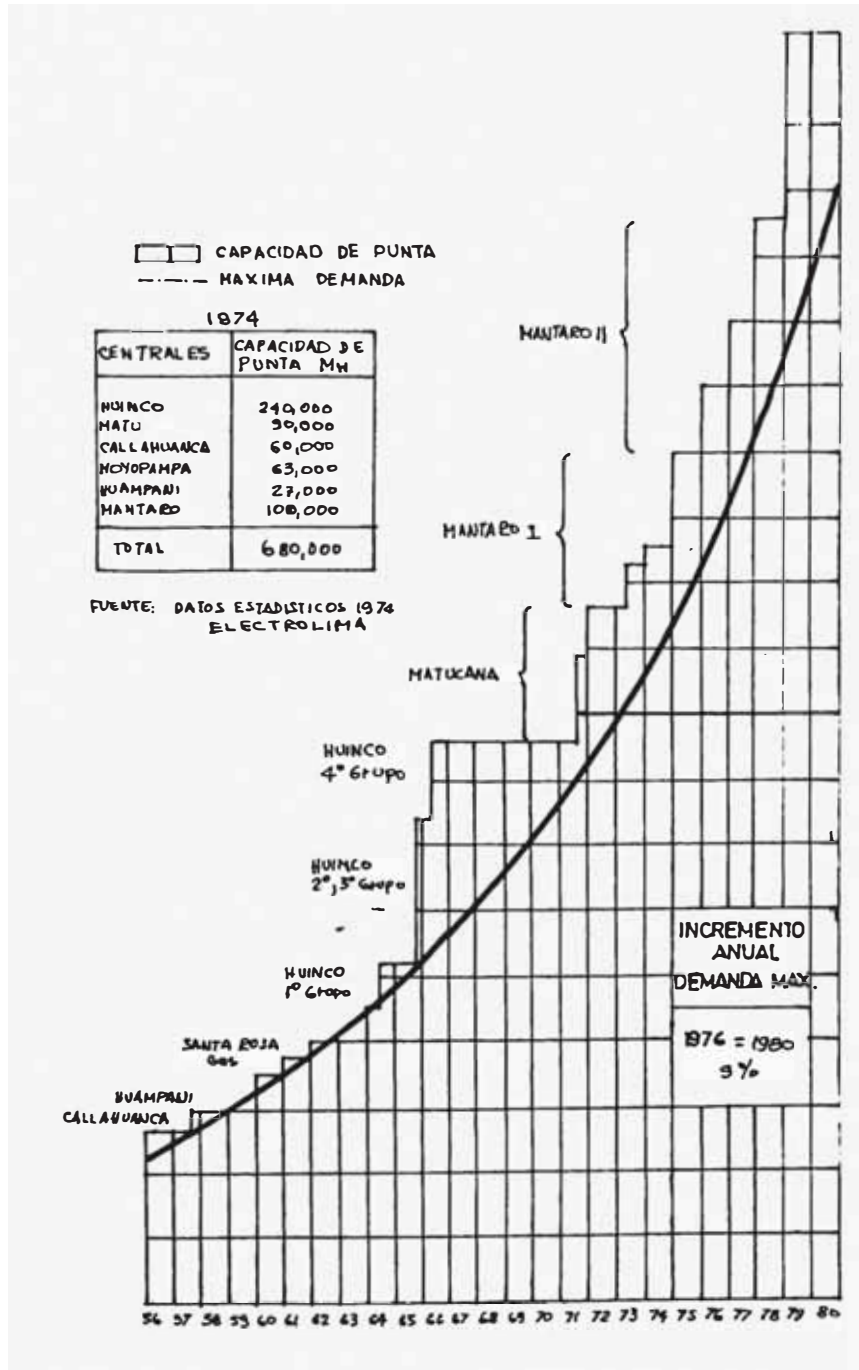


GRAFICO 4.4 CAPACIDAD DE PUNTA VS. MAXIMA DEMANDA

El Estado durante el mismo período - hasta 1972 asumió la construcción de varios proyectos eléctricos importantes, y al mismo tiempo ampliar la frontera eléctrica a localidades urbanas y áreas rurales importantes del territorio nacional, totalizando de esta manera 267 MW de potencia instalada (ver Tabla 4.24).

En este primer período, la participación estatal alcanzó el 24.8% de la potencia instalada total del servicio público, y el 13.8% de la potencia instalada total del país incluyendo a los autoprodutores y las concesionarias privadas, el 75.2% - del total de la potencia instalada para servicio público y el 41.9% del total nacional, correspondiendo estas últimas cifras a ElectroLima e Hidrandina, el 58.9% y el 32.8%.

Resumiendo, podemos decir que la evolución histórica de la potencia instalada - en el Perú, durante el período de 1952 a 1981 (29 años) evolucionó de 323.1 MW, a 3282 MW; es decir, prácticamente se multiplicó por 10 (Ver Gráfico 4.5).

El servicio público en ese período aumentó 13 veces, es decir de 158.8 MW a 2115.303 MW y la autoproducción de 164.3 MW a 1166.7 MW, vale decir 7 veces.

La tasa de crecimiento promedio anual por períodos (Tabla 4.24), indica que el período 1952 - 1972 hubo un crecimiento

TABLA 4.24. PRINCIPALES CENTRALES DE GENERACION Y
POTENCIA INSTALADA EN MW

AÑO DE PUESTA EN MARCHA	CENTRAL	POTENCIA MW
1958 - 1966	C.H. Cañon del Pato	102.0 (Corp. del Santa)
1983	C.H. Machupicchu	40.0 (Corp. del Cuzco)
1967	C.H. Aricota	36.0 (Corp. de Tacna)
1972	C.T. Trujillo	23.0 (Corp. del Santa)
1971 - 1972	C.T. Chimbote	66.0 (Corp. del Santa)
TOTAL 1972		267.0
1973 - 1980	C.H. Mantaro	798.0 (corp. del Mantaro y Electroperú)
TOTAL 1980		1965.0

Fuente : Plan Maestro de Electricidad - 1984.

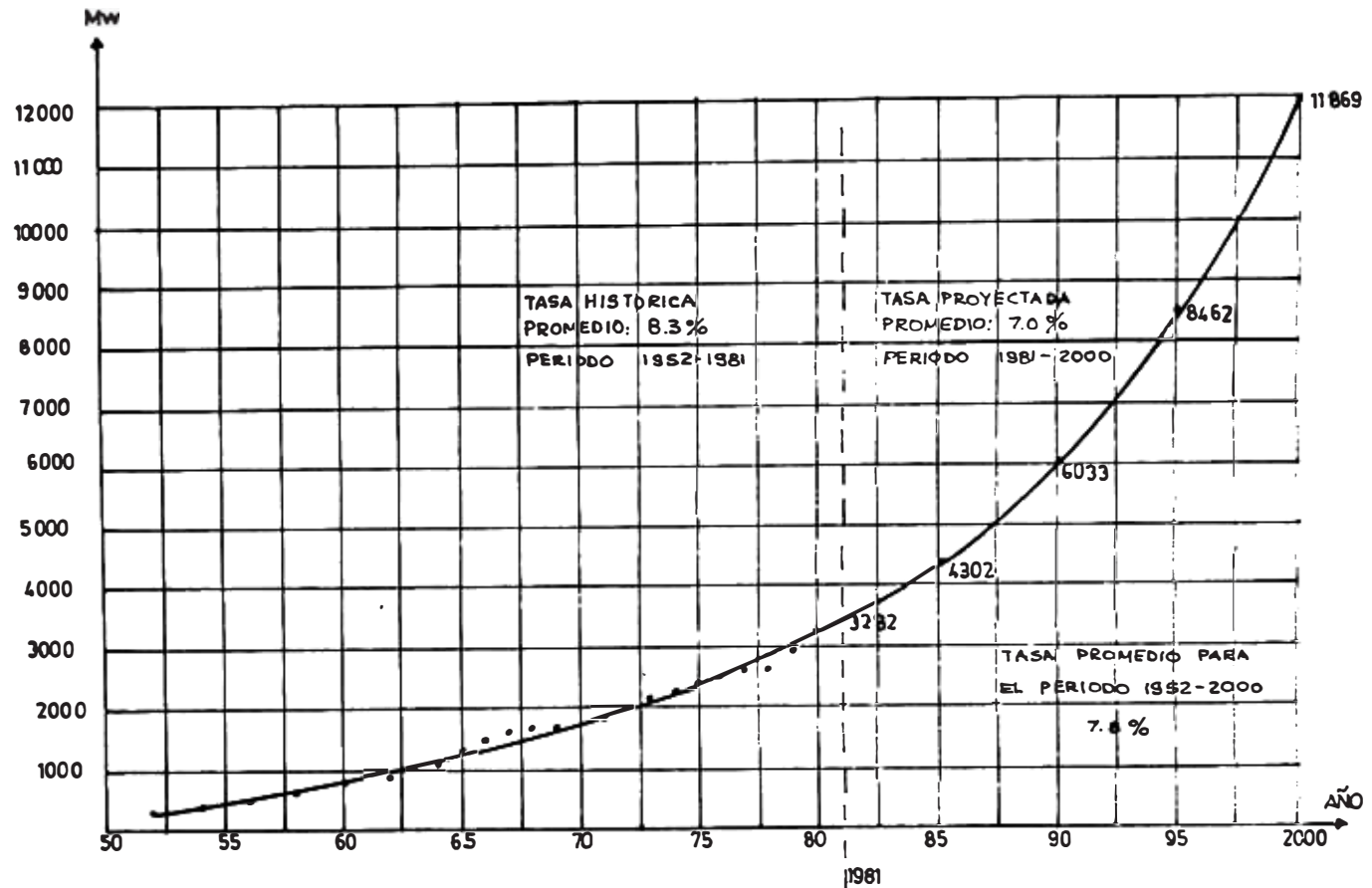


GRAFICO 4.5. EVOLUCION HISTORICA Y PROYECCION DE LA POTENCIA INSTALADA EN MW

TABLA 4.25. TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL DE LA
POTENCIA INSTALADA DESDE 1952

PERIODO	TIPO DE SERVICIO	
	SERVICIO PUBLICO %	AUTOPRODUCTORES %
1952 - 1956	6.7	11.6
1956 - 1960	14.0	14.1
1960 - 1964	8.4	7.4
1964 - 1968	15.2	7.4
1968 - 1970	1.0	3.3
1970 - 1972	11.6	2.4

Fuente : Anuario de Estadística Eléctrica 1976.
Ministerio de Energía y Minas.

PERIODO	TIPO DE SERVICIO	
	SERVICIO PUBLICO %	TOTAL DEL PAIS %
1952 - 1956	6.7	9.3
1952 - 1960	10.3	11.5
1952 - 1964	9.7	10.3
1952 - 1968	11.0	10.5
1952 - 1972	10.0	9.3
1952 - 1981	9.3	8.3
1952 - 2000		7.8
1981 - 2000		7.0

promedio sostenido de la potencia instalada para servicio público de aproximadamente 10% anual.

A partir de 1972, dicha tasa de crecimiento anual declinó hasta alcanzar un promedio de 9.3% en el período de 1952 - 1981 (29 años), algo mayor que la tasa de crecimiento anual para el total de potencia instalada en el país en el mismo período. (Ver Tabla 4.25).

Cabe destacar las estadísticas referentes a los períodos de doblamiento de potencia instalada en el período 1952-1960 se logró en 6.4 años debido a causas legales, (Ver Tabla 4.26) pero dicho ritmo bajó de 7.8 años entre 1952 - 1972 (20 años), por varias causas hasta alcanzar un promedio de 8.7 años para el período 1952 - 1981 - (29 años).

TABLA 4.26. NUMERO DE AÑOS PARA EL DOBLAMIENTO DE LA POTENCIA INSTALADA TOTAL DEL PAIS, ESTIMADOS POR PERIODOS ACUMULATIVOS

PERIODO	N.º DE AÑOS
1952 - 1956	7.8
1952 - 1960	6.4
1952 - 1964	7.0
1952 - 1968	6.9
1952 - 1972	7.8
1952 - 1981	8.7
1952 - 2000	9.2
1981 - 2000	10.0

Es internacionalmente aceptado que el desarrollo de un país impone en promedio, - la necesidad de por lo menos doblar la potencia instalada cada 10 años, esto es, - crecer a un ritmo promedio de 7% anual.

Es indudable que asumir una tasa de crecimiento tanto para la potencia instalada como para la energía eléctrica con el fin de establecer un pronóstico del desarrollo eléctrico es siempre arriesgado, porque ello depende en gran medida de las variables económicas del país y de las coyunturas que se presentan a través del tiempo tanto económicas y financieras como políticas y sociales. El problema se complica cuando se necesita pronosticar a largo plazo (20 a 25 años).

Disminuir los años de atraso tecnológico en el país implica tener en el futuro altas tasas de crecimiento anual de potencia instalada y de producción de energía eléctrica.

Si creemos conservadoramente que el crecimiento de la potencia instalada se duplicará en un período de 10 años, es decir con una tasa de crecimiento anual de 7% desde 1981, llegando al año 2000 un total de 11869 MW de potencia instalada, lo que implica que en 19 años (1981-2000), - la potencia necesaria a instalar sería - del 8500 MW aproximadamente. Si observamos la tabla 4.26 la tasa acumulativa promedio anual para el doblamiento de la potencia instalada sería de 9.2 años, esto

Es internacionalmente aceptado que el desarrollo de un país impone en promedio, - la necesidad de por lo menos doblar la potencia instalada cada 10 años, esto es, - crecer a un ritmo promedio de 7% anual.

Es indudable que asumir una tasa de crecimiento tanto para la potencia instalada como para la energía eléctrica con el fin de establecer un pronóstico del desarrollo eléctrico es siempre arriesgado, porque ello depende en gran medida de las variables económicas del país y de las coyunturas que se presentan a través del tiempo tanto económicas y financieras como políticas y sociales. El problema se complica cuando se necesita pronosticar a largo plazo (20 a 25 años).

Disminuir los años de atraso tecnológico en el país implica tener en el futuro altas tasas de crecimiento anual de potencia instalada y de producción de energía eléctrica.

Si creemos conservadoramente que el crecimiento de la potencia instalada se duplicará en un período de 10 años, es decir con una tasa de crecimiento anual de 7% desde 1981, llegando al año 2000 un total de 11869 MW de potencia instalada, lo que implica que en 19 años (1981-2000), - la potencia necesaria a instalar sería - del 8500 MW aproximadamente. Si observamos la tabla 4.31 la tasa acumulativa promedio anual para el doblamiento de la potencia instalada sería de 9.2 años, esto

es basado en la suposición anterior (7% de tasa de crecimiento anual en el período 1981-2000).

Con una tasa de crecimiento anual de 6.3% para el período 1981-2000, da lugar a la necesidad de instalar una potencia total de alrededor de 7000 MW aproximadamente en dicho período para alcanzar la cifra proyectada de 10300 MW de potencia instalada total para el año 2000.

Considerando los dos pronósticos anteriores podríamos afirmar que la potencia instalada total en el Perú para el año 2000 estará en el rango de 10300 a 12000 Mw.

La relación entre la potencia instalada total de carácter hidráulico frente a la de carácter térmico (Tabla 4.27 y Gráfico 4.6), permiten establecer que a partir de 1960 se manifiesta una tendencia hacia una mayor velocidad de crecimiento de la potencia total hidráulica dando como resultado que dicha relación tome paulatinamente mayor valor.

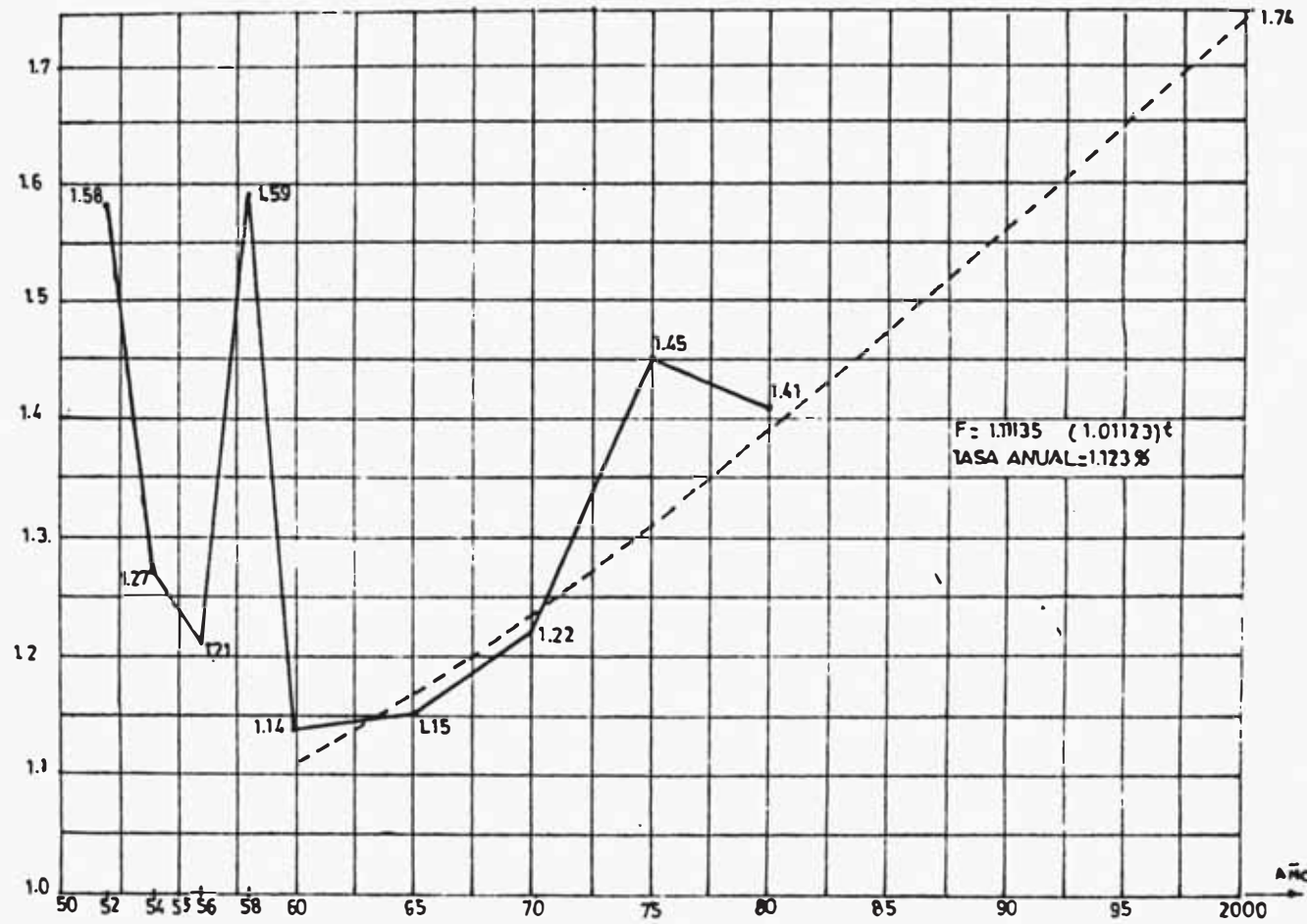


GRAFICO 4.6 RELACION DE LA POTENCIA INSTALADA TOTAL HIDRAULICA VS. TERMICA DEL PAIS

TABLA 4.27. RELACION DE POTENCIA TOTAL HIDRAULICA
Vs TERMICA INSTALADA EN EL PERU

1 9 5 2	1.58
1 9 5 4	1.27
1 9 5 6	1.21
1 9 5 8	1.59
1 9 6 0	1.14
1 9 6 5	1.15
1 9 7 0	1.22
199 7 5	1.45
1 9 8 0	1.41

- Adoptando una posición conservadora, -
es decir tomando valores más bajos del -
factor relación potencia instalada térmi-
ca de los quinquenios desde 1960, se ad-
vierte que la tendencia de crecimiento si
gue una secuencia de tipo exponencial con
una tasa promedio de 1.123% anual que con
duce a pronosticar que de dicha progresión
en el año 2000 podría alcanzarse un factor
de relación igual a 1.74.

Es evidente que frente a las importan-
tes posibilidades hidroeléctricas que po-
see el Perú y a la necesidad de conservar
sus recursos petrolíferos y carboníferos,
es posible adoptar factores de relación -
más altos; sin embargo, también es claro
que no es fácil pronosticar las reales dis
ponibilidades económicas y financieras que
dispondrá el país en las proximas décadas
que permitan realizar proyectos hidroener-

géticos de alta capacidad.

Asumiendo entonces, debido a esta incierta perspectiva el factor de relación proyectado en base a la conservadora secuencia histórica de las últimas dos décadas, se alcanzaría hacia el año 2000, un total de 7537 MW, de potencia instalada - de carácter hidráulico y 4332 MW, de carácter térmico que significa para el período 1981-2000, incrementar 5620 MW, de potencia hidráulica y 2967 MW, de potencia térmica (Tabla 4.27), con tasas de crecimiento anual de 7.5% y 6.2% respectivamente (Tabla 4.28) que demuestra el efecto de la mayor velocidad de crecimiento de la potencia hidráulica frente a la decreciente tendencia de crecimiento de la potencia térmica.

Los organismos oficiales estiman para el mismo período tasas de crecimiento promedio anual de 7.7% x 3.4% que significa frenar casi totalmente en las próximas - dos décadas, el crecimiento de la potencia instalada de carácter térmico, situación que parece poco probable o en todo caso, muy optimista. (Ver tablas 4 28 y 4 29)

La evaluación oficial del potencial teórico de las cuencas hidrográficas del país demuestra que existe un total probable de 206,108 Mw repartido en la siguiente forma:

- Cuenta del Pacífico 29,257 MW 14.2%

Tabla 4.28. POTENCIA INSTALADA DE 1981 Y PROYECTADA DE CARACTER HIDRAULICO Y TERMICO EN MW

TIPO	1981	2000 (1)	Diferencia
Hidráulica	1917.2	7537.0	5619.8
Térmica	1364.8	4332.0	2957.2
TOTAL	3282.0	11869.0	8567.0

(1) Factor de relación:

$$\frac{\text{Potencia hidráulica total}}{\text{Potencia Térmica Total}} = 1.74$$

Tabla 4.29 TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL HISTORICA Y PROYECTADA DE CARACTER HIDRAULICO Y TERMICO DEL PAIS.

PERIODO	Hidráulica		Térmica		Total d.Pafs	
	%	%(1)	%	%(1)	%	%(1)
1952-1981	8.1		8.6		8.3	
1981-2000	7.5	7.7	6.2	3.4	7.0	6.3
1952-2000	7.9		7.7		7.8	

(1) Desarrollo Energético a Largo Plazo 1980-1990
y Proyecciones del año 2000
Ministerio de Energía y Minas (1980)

- Cuenca del Atlántico	176,287 MW	85.5%
- Cuenca del Lago Titicaca	564 MW	0.3%

Se estima que de este importante potencial teórico aproximadamente 30% es comercialmente aprovechable totalizando alrededor de 58,000 MW, que al ritmo de crecimiento analizado permitiría cubrir las necesidades de demanda de potencia hidráulica hasta mediados del próximo siglo.

La mayor parte del indicado potencial aprovechable, se encuentra ubicado en las cuencas de los ríos Marañón, Huallaga y en los ríos Apurímac, Ene, Perené que forman parte de la cuenca del río Ucayali.

Los proyectos hidroeléctricos que en estas cuencas ofrecen condiciones favorables, según las mismas evaluaciones oficiales de carácter preliminar son las siguientes:

Cuenca de los ríos Ene y Perené:

. Central Hidroeléctrica Paquitzapango	1700 MW
. Central Hidroeléctrica Puerto Prado	744 MW
. Central Hidroeléctrica Perené 70	925 MW
. Central Hidroeléctrica Sumabeni	380 MW

Cuenca del río Huallaga:

. Central Hidroeléctrica Chaglla	405 MW
. Central Hidroeléctrica Panao	205 MW

Cuenca del río Marañón:

. Central Hidroeléctrica Chadín	1680 MW
. Central Hidroeléctrica Mara - 400	428 MW
. Central Hidroeléctrica Mara - 290	137 MW

Cuenca del río Olmos:

. Central Hidroeléctrica Olmos 1	300 MW
. Central Hidroeléctrica Olmos 2	324 MW

Es evidente que con tales niveles de potencia se alcanzaría a solucionar con amplio margen los requerimientos de energía eléctrica hasta el año 2000.

En el Plan Maestro de Electricidad se señala que el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico va a seguir dos etapas:

Entre 1985-1995, que se caracteriza por el desarrollo de proyectos de mediana dimensión en la vertiente occidental de los Andes, exceptuando a la Central Hidroeléctrica de Yuncán, y;

La segunda entre 1996-2006 considera el desarrollo de recursos hidroenergéticos de la vertiente oriental de los Andes mediante proyectos mayores en las cuencas de los

ríos Marañón, Ene y Perené, Huallaga y Olmos.

Los proyectos hidroeléctricos más importantes en actual proceso de construcción que se pondrán en operación en los próximos 2 a 3 años son :

Central Hidroeléctrica Charcani V	135MW
Ampliación Central Hidroeléctrica Machu Picchu	70MW
Central Hidroeléctrica Carhuaquero	75MW
TOTAL	497MW

Los proyectos hidroeléctricos con algún grado de avance en estudios de Ingeniería, que se podrían colocar en proceso de construcción y entrar en servicio en la presente década son :

Central Hidroeléctrica El Chorro	300MW
Central Hidroeléctrica Yuncán	126MW
Central Hidroeléctrica de Pampa Blanca	66MW
Central Hidroeléctrica Mayush	147MW
Central Hidroeléctrica Jicamarca	70MW
Central Hidroeléctrica Lluta 1	140MW
Central Hidroeléctrica Olmos 1	300MW
Central Hidroeléctrica San Gabán	56MW
TOTAL	1345MW

En el supuesto de que las centrales hidroeléctricas citadas entren en operación en forma oportuna tal como lo señalan los cronogramas del Plan Maestro de Electricidad el resultado sería, aún insuficiente,

ya que sólo se lograrían alcanzar alrededor de 1800 MW de potencia instalada de o rigen hidráulico. Para cubrir la diferen cia tendría que ser suplido con generación térmica, o adelantar algunos proyectos de la siguiente década entre los que se encuentran :

Central Hidroeléctrica de Pampa Blanca	66MW
Central Térmica	200MW
Central Hidroeléctrica Olmos II	200MW
Central Hidroeléctrica Quitarcasa II	222MW
Central Hidroeléctrica Olmos 12	100MW
Ampliación Carhuaquero	50MW
Central Térmica	50MW
Central Hidroeléctrica de Panao	205MW
Central Térmica	150MW
Central Hidroeléctrica de Chaglla	405MW
Central Hidroeléctrica Paquitza-pango	1701MW
Central Hidroeléctrica Perené	925MW
Central Hidroeléctrica Sumabeni	1017MW
Central Hidroeléctrica Mara 290	137MW
Central Hidroeléctrica Mara 400	420MW
Central Hidroeléctrica Lluta 2	140MW
Central Térmica	75MW
Central Hidroeléctrica	360Mw
Central Hidroeléctrica Quishuarani	99MW
Central Hidroeléctrica Urubamba	98MW
TOTAL	6620MW

Esta última lista de proyectos con la anterior lista de proyectos, debe cubrir los 8980 MW de potencia instalada que son necesarios en el período 1985 - 2000.

b. Sistema de Transmisión

Se debe precisar que siendo las líneas de transmisión elementos principales para la evacuación de la energía y considerando los posibles emplazamientos de una central nuclear que estaría ubicada en la región de la costa Norte o Centro se hace necesario tomar los datos de la expansión del sistema de Transmisión.

En la Tabla 4.30 se resume la evolución de las líneas más importantes que conectan las cargas actualmente servidas y la expansión del sistema de transmisión previa expansión del sistema de generación (período 1983 - 1993).

Se consideran un total de 3021 Kms. de líneas de transmisión a 220 KV; 1842 Kms. a 138 KV; 1068 Kms. a 60 KV. El incremento en porcentaje en las líneas de transmisión a 220 KV es 174%, en 138 KV es de 282% y en las de 60 KV es de 143%.

TABLA 4.3c. EVOLUCION DE LAS LINEAS DE TRANSMISION
(período 1983 - 1993)

TENSION	LINEAS DE TRANSMISION					
	1 9 8 2		1983 - 1993		Total	
	Km	%	Km	%	Km	%
220 KV	1,736	49.3	3,021	51.0	4,757	46.6
138 KV	653	18.5	1,842	31.0	2,495	24.5
66 KV	387	11.0	-	-	397	3.8
60 KV	746	21.2	1,068	18.0	2,560	25.1
total	3,522	100.0	5,931	100.0	10,199	100.0

El detalle de los proyectos a ejecutarse, indicando las cargas que conectan se muestran en la Tabla 4.31.

TABLA 4.31 LINEAS DE TRANSMISION (Km)

PROYECTO	TENSION			AÑO DE PUESTA SERVICIO
	220 KV	138 KV	60 KV	
L.T. Huancayo-Jauja	-	-	57	1983
L.T. Mantaro- Pachacaca	278.5	-	-	1984
L.T. Mantaro-Huanta-Ayacucho	-	-	75	1986
L.T. Pisco-Lima	216	-	-	1986
L.T. Trujillo-Chiclayo	181	-	-	1986
L.T. Arequipa-Toquepala	-	139.4	-	1986
L.T. Sist.Reg. del Cuzco	-	340	-	198
L.T. Cerro de Pasco-Huánuco- Tingo Marfa	-	174	-	6 1987
L.T. Mantaro-Lima	326	-	-	198
L.T. Oroya-Tarma-Chanchamayo	-	32.5	-	1988
L.T. Yaupi-Villa Rica-Oxapampa	-	31.8	-	1988
L.T. Aricota-Tacna	-	102.5	-	1988
L.T. Chiclayo-Piura	-	255	-	199
L.T. Lima-Chimbote 2da Terna	536	-	-	1990
L.T. Arequipa-Juliaca	-	178.3	-	1991
L.T. Arequipa-Mollendo	-	95	-	1991
L.T. Gallito Ciego-Cajamarca	-	-	115	1991
L.T. Huallanca-Huaraz- Ticapampa	-	186	-	199
L.T. Machupichu-Abancay	112	-	89	1991
L.T. Piura-Talara	-	-	-	199
				2

4.4. Evaluación de los Factores que Afectan el Potencial Nuclear del Programa

En la fase de planeamiento de un programa nuclear es esencial considerar varios factores asociados con la energía nuclear que pueden influenciar fuertemente en las decisiones a favor o en contra de que la energía nuclear sea considerada como una opción energética viable en el planeamiento del sistema de expansión.

4.4.1 Mercado Internacional de Suministros

El comercio nuclear internacionalmente reviste actualmente gran importancia para el equilibrio energético de diversos países.

Existen centrales nucleares en funcionamiento o en construcción en 32 países. De ellos alrededor de 10 tienen industrias que construyen plantas fundamentales con recursos internos, y los restantes son o han sido importadores. Debe señalarse que el comercio nuclear ha estado y sigue estando en evolución.

Se ha estimado que en los países de economía de mercado la capacidad total de fabricación de plantas nucleoelectricas es de unos 60 gigavatios anuales, con arreglo al torrente de pedidos de nuevas plantas de 60 a 70 gigavatios anuales que se produjo en el periodo 1972 - 1979. Actualmente esas industrias tra bajan sólo de 20 a 30% de su capacidad total por el decaimiento de la demanda.

Es lógico pues, que la explotación se considere con creciente interés como una posible vía para evitar una penosa reestructuración de la industria. Bajo estas consideraciones, la viabilidad para la iniciación de un programa nuclear puede ser condicionada por la disponibilidad comercial de plantas nucleares en el mercado de suministros, así como el combustible y materiales esenciales y servicios fuera de la capacidad de producción nacional. (Cap. II y III).

En una subsecuente etapa de su programa nuclear, el país puede gradualmente incrementar su participación nacional, adquiriendo las tecnologías y desarrollando su infraestructura industrial de acuerdo a sus necesidades, objetivos y capacidades.

4.4.2 Infraestructura Nacional

Aún cuando la posibilidad de importar la primera central nuclear bajo un contrato tipo llave en mano sea abierta, hay un cierto número de requerimientos que la infraestructura nacional debe reunir para ser adecuada al programa. En efecto, un programa nuclear no puede existir como un caso particular de la tecnología avanzada en el país con infraestructuras inadecuadas.

Las organizaciones, recursos humanos, regulación, gobierno, industria, educación y capacitación deberán ser discutidas ampliamente. Esas infraestructuras tendrán que ser desarro

lladas gradualmente conforme el programa progresa, pero en el inicio del programa algunas infraestructuras básicas son ya requeridas, - aún así los estudios y actividades del primer proyecto pueden proceder simultáneamente.

Esto puede ser un recurso para establecer un claro entendimiento de los alcances, cronogramas y costos involucrados en el despliegue de esfuerzos, así como la factibilidad de alcanzar los resultados requeridos tomando en cuenta las posibilidades, condiciones predominantes y restricciones que impone el país.

Puede suceder que la carencia de adecuada infraestructura nacional y los esfuerzos nacionales y tiempo que puedan ser requeridos - para su desarrollo constituyen las principales restricciones para la puesta en marcha - del programa.

Tales restricciones pueden efectivamente - determinar el cronograma para la introducción de la primera central nuclear.

4.4.3 Consideraciones del Emplazamiento

La identificación, selección, evaluación y autorización de emplazamientos para la central nuclear requiere extensos estudios y las consideraciones de un gran número de factores.

En adición a aquellos factores considerados para emplazamientos de centrales convencionales, especial atención tiene que ser dada a los aspectos de seguridad y efectos al medio ambiente de la central nuclear.

Los emplazamientos que son adecuados para la localización de centrales convencionales - pueden no satisfacer los requerimientos de emplazamiento de centrales nucleares. Los estudios preliminares son requeridos no solo desde el punto de vista de proporcionar la información básica para la selección del emplazamiento, sino también para proveer los datos - de entrada para los estudios de planeamiento de expansión del sistema eléctrico. Por lo - tanto, se debe buscar un razonable número de alternativas debiendo ser identificadas e investigadas con suficiente profundidad para - permitir decisiones preliminares para ser lo - gradadas adecuadamente y para evaluar sus impli - cancias

Los estudios pueden ser llevados a cabo prolongadamente sobre la base de existencia de - datos e información. Los emplazamientos identificados requieren ser categorizados en orden de preferencia.

En el país la identificación, selección, e valuación y autorización de emplazamientos estuvo a cargo de un grupo de profesionales denominado "Proyecto Nucleoeléctrico" anexo - al Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN) los resultados en resumen son los siguientes:

En la primera selección de sub-regiones, sitios y/o lugares para posibles emplazamientos de la central nuclear, se tuvo en cuenta los siguientes aspectos :

Características Sísmicas.

Disponibilidad de agua de refrigeración.

Condiciones de Seguridad
Condiciones de Terreno y Protección del Medio Ambiente
Distribución demográfica y
Accesos y Carreteras.

El análisis tamizado de la información ya disponible fue estrictamente de gabinete, que permitió descartar algunos lugares. Teniendo en cuenta los aspectos arriba señalados, los emplazamientos con mayor probabilidad a ser elegidos son :

EMPLAZAMIENTO	COORDENADAS		UBICACION
	LATITUD	LONGITUD	
El Santo	6°33'36"	80°13'25"	Lambayeque-Lambayeque.
Punta Cherrupe	7°10'20"	79°40'33"	Chiclayo-Lambayeque.
Playa Grande	7°13'33"	79°37'26"	Pacasmayo- La Libertad.
Salinas	8°44'46"	78°45'04"	Trujillo-La Libertad.
Pimpico	8°40'11"	78°43'51"	Trujillo-La Libertad.
Playa Campana	9°52'02"	78°13'35"	Casma - Ancash
Bermejo	10°34'14"	77°53'36"	Casma - Ancash
La Capilla	10°58'05"	77°41'34"	Chancay - Lima
Pescadores	11°26'01"	77°22'41"	Huaral - Lima

4.4.4 Beneficios Esperados y Restricciones

El deseo de dar inicio a un programa nuclear puede no ser evaluado exclusivamente sobre la base de competitividad económica con otras opciones energéticas disponibles. La producción de electricidad con un mínimo costo por KW-h es ciertamente un factor importante, pero no es el único factor a ser considerado. Es responsabilidad de los órganos de gobierno el seleccionar y ponderar los factores y aspectos considerados como relevantes para su decisión, para aplicarlos a la evaluación de un programa nuclear dentro de las estructuras políticas, condiciones y características nacionales.

Los beneficios y restricciones tienen que aplicarse como guía para la toma de decisiones. Desde los puntos de vista económicos y financieros, mientras que la nucleoelectricidad puede ofrecer un costo del KW-h inferior a los costos de las otras alternativas, así requerirá mayores inversiones de capital que las centrales convencionales. La nucleoelectricidad puede requerir mayor cantidad de moneda extranjera durante su construcción, pero una vez que la central inicie su operación se reducirán substancialmente, salvo que se importe combustible. Los factores económicos y financieros son relativamente fáciles de cuantificar, pero para ponderar su importancia relativa, como por ejemplo la producción costo beneficio versus restricciones de inversiones, es mucho más dificultoso de evaluar y no puede ser generalizado.

A largo plazo la seguridad de suministro - de energía y la conservación de recursos naturales para usos donde no es posible su sustitución, los beneficios de la energía nuclear son obvias. Sin embargo, la seguridad de suministro (de recursos extranjeros) de centrales nucleares, tecnología, combustible o materiales esenciales y servicios tiene que ser cumplida por los países exportadores.

La introducción de la nucleoelectricidad, sujeto a los alcances de la participación nacional, puede tener ^{irre}beneficios cerrados afectando el desarrollo de la tecnología e industria del país, por ascenso del nivel de calificación industrial, normas y capacidades a través del desarrollo de recursos humanos altamente calificados. Una desventaja con la introducción de una nueva tecnología es el riesgo de dificultades inesperadas y costos, que pueden requerir substanciales esfuerzos nacionales.

El análisis del mercado de electricidad puede mostrar que los recursos nacionales disponibles (hidroenergía, carbón) pueden bien cubrir las necesidades del país para las próximas dos o tres décadas. Sin embargo, después de la introducción de una central nuclear en el país se puede reiniciar juiciosamente su introducción por etapas, mientras se asegura experiencia y desarrollo de infraestructura necesaria

La energía nuclear ha sido reconocida como segura y limpia entre varias fuentes de energía, pero hay también riesgos y opiniones desfavorables.

4.5. CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

4.5.1. Introducción

El objetivo de la gestión del combustible en reactores nucleares es la optimización del Ciclo de Combustible y de la operación del reactor para obtener un costo mínimo de energía.

Las restricciones genéricas a considerar son las impuestas por las características del reactor considerado, concretada en los límites de diseño y especificaciones técnicas de operación en toda su amplitud, y por las características del sistema eléctrico en que se integra la unidad considerada, tanto en los aspectos de estructura de la capacidad generadora como en el aprovisionamiento de combustible.

Así el uranio no puede utilizarse tal cual sale de la mina o con un simple tratamiento químico. El proceso de fisión que tiene lugar en un reactor nuclear requiere de una geometría definida, y los productos de fisión que se producen deben ser retenidos y confinados durante la operación del reactor después del mismo.

Además la economía neutrónica, las temperaturas de trabajo, y los efectos de las radiaciones a que están sometidos los elementos combustibles exigen el uso de materiales especiales

Por otra parte el combustible usado no puede desecharse en forma convencional por razones económicas (porque contiene material fisil como Pu-239 y U-235), y por razones de seguridad (por contener productos radiactivos de larga vida).

Esto conduce a dos aspectos diferenciales de la explotación del combustible nuclear: El primero por la existencia de un ciclo que parte de la extracción y se cierra en la reutilización del Pu producido en el reactor, y el segundo por la necesidad de una tecnología altamente especializada aunque económicamente factible frente a la de los combustibles fósiles.

En el estado actual por razones económicas, políticas y/o estratégicas el "Ciclo" no se ha cerrado en forma industrial o comercial y por ello se habla de "Ciclo abierto"

La utilización del combustible nuclear requiere diversas etapas de transformación las cuales introducen no solo el empleo de nuevas técnicas y actividades de quienes lo manipulan sino de un costo aditivo que finalmente computado globalmente constituirá la base de la economía de su utilización.

En esta acción del trabajo nos interesará realizar una descripción de cada una de las etapas que constituyen el ciclo de combustible haciendo referencia del costo unitario de producción de cada etapa, lo más actualizado posible.

4.5.2. Tipos de Ciclos de Combustible Nuclear

Los ciclos de combustible nuclear pueden ser abiertos o cerrados.

En un ciclo abierto (o de un solo paso), el combustible pasa a través del reactor una sola vez, en tanto que en un ciclo cerrado el material fisible no quemado es recuperado en una planta de reprocesamiento y luego reciclado como combustible de reactores térmicos o rápidos. La Fig. 4.1. contiene un esquema representativo de estas estrategias alternativas del ciclo de combustible.

Los ciclos de combustible están basados en materiales fisiles naturales (U-235) y fértiles (Th-232, U-238) y materiales fisiles producidos (U-233, Pu-239, Pu-241). En concordancia con los materiales fisiles y fértiles usados, los ciclos de combustibles pueden ser clasificados en dos categorías:

- . Ciclo de Uranio-Plutonio
- . Ciclo de Torio-Uranio

4.5.3. Ciclo de Uranio Natural

La utilización del combustible nuclear requiere de transformaciones previas, las cuales para el ciclo de uranio natural, está comprendido por las siguientes etapas (Ver fig. 4.1.)

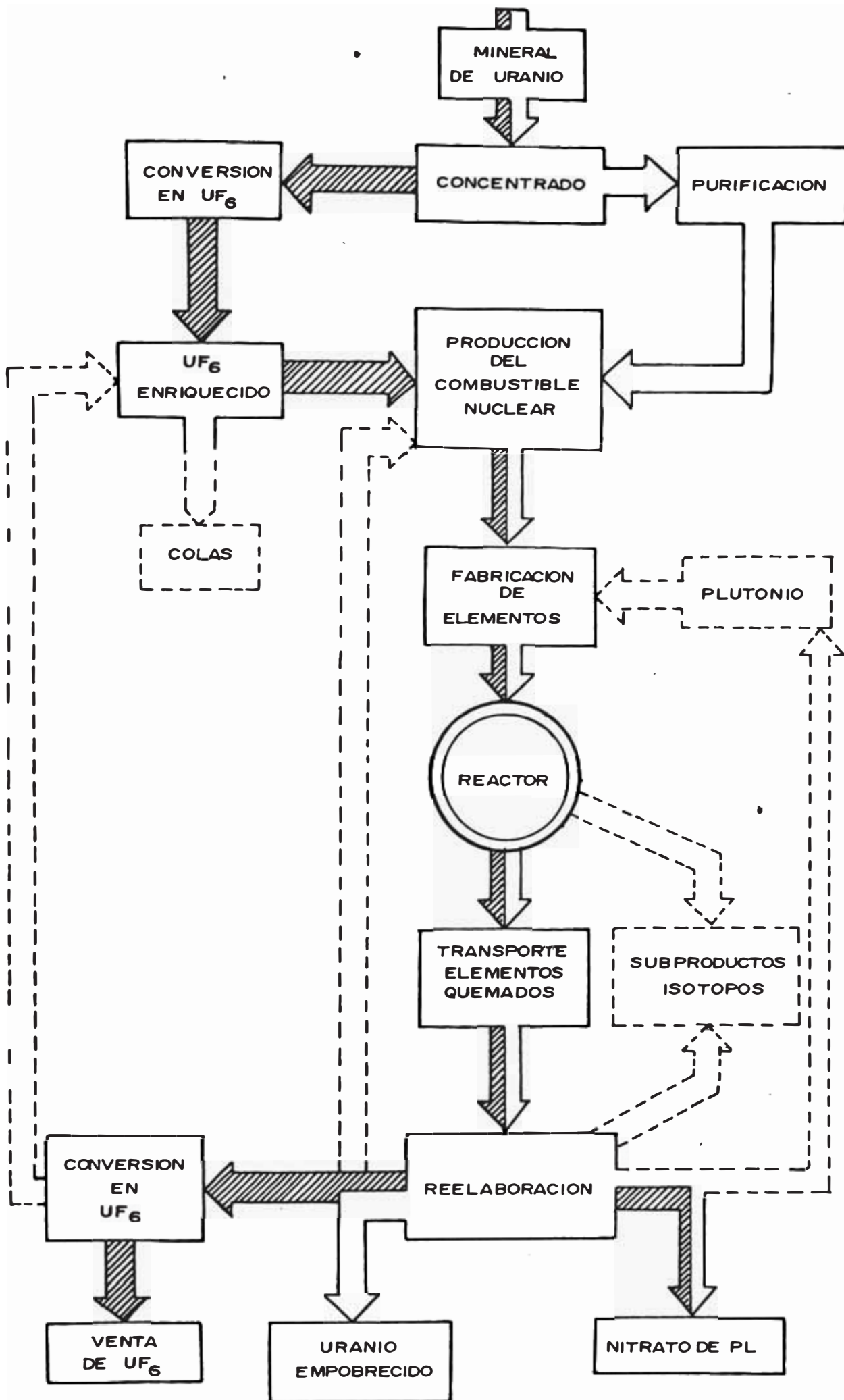


Fig: 4.1 - CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

Minería

Purificación

Conversión a UO_2

Fabricación de elementos combustibles

El uso en el Reactor

* Almacenamiento temporal del combustible irradiado.

Almacenamiento final.

Si se considera la posibilidad de la recuperación y utilización del plutonio debe considerarse:

* Transporte de Elementos Combustibles

* Reprocesamiento

Conversión a PuO_2

* Fabricación de Elementos Combustibles óxidos mixtos

* Almacenamiento de residuos radiactivos y productos de fisión.

Se puede observar que este tipo de ciclo no requiere que los Elementos Combustibles sean enriquecidos, sino más bien se utiliza el combustible con el enriquecimiento natural. Lo que lo diferencia del ciclo de uranio enriquecido

Este ciclo se utiliza principalmente para sistema de reactores de agua pesada, los cuales necesitan una carga completa anual de aproximadamente 150 Tn de uranio natural por 1000 MWe. Después de un quemado aproximado de 7.5 MWd/Kg, la cantidad de plutonio descargado es aproximadamente 360 Kg/GWe.a.

4.5.4. Ciclo de Uranio enriquecido

Este tipo de ciclo es utilizado principalmente por el sistema de reactores de agua liviana, los cuales se requieren de la etapa de enriquecimiento y consta de las siguientes etapas: (Ver fig. N° 4.1.)

- * Minería del uranio
- * Metalurgia del uranio
 - Conversión a UF_6
 - Enriquecimiento
 - Conversión a UO_2
- * Fabricación de Elementos Combustibles
- * Operación del Reactor
- * Almacenamiento Temporal
- * Almacenamiento Final

Si se considera factible cerrar el ciclo - se debe adicionar las siguientes etapas:

- * Transporte de E. C. irradiados
- * Reprocesamiento
- * Conversión a PuO_2
- * Fabricación de Elementos Combustibles con óxidos mixtos.

El inventario anual completo de un LWR de 1000 MWe es aproximadamente de 33TN de UO_2 el cual tiene un enriquecimiento cerca de 3% en U-235, después de un quemado de 33MWe/kg el contenido de U-235 es reducido a 0.8%. La mayor parte del plutonio generado es quemado inmediatamente, contribuyendo con el 35% de la energía producida.

El elemento combustible gastado es descargado aproximadamente con 210 Kg/GWe.a, de plutonio.

4.5.6. Descripción del Ciclo de Combustible

A continuación presentamos una descripción de las principales etapas del ciclo de combustible nuclear, con la finalidad de poder definir los aspectos técnicos y luego establecer la tecnología de proceso adecuado para el Perú.

A rasgos generales (ver FIG.4.2) el ciclo comienza con la explotación del mineral uranio, prosiguiendo con el proceso de concentración del uranio contenido en el mineral; a este concentrado se le conoce con el nombre de "Torta Amarilla" o "Yellow Cake". Este concentrado pasa a la siguiente etapa donde es purificado para obtener el uranio a condiciones de pureza nuclear, lo cual implica la separación o reducción de la concentración de los elementos químicos indeseables por su alta sección de captura neutrónica.

Luego de esta etapa es que se puede diferenciar el ciclo de uranio enriquecido con el ciclo de uranio natural. Mientras que el ciclo de uranio natural pasa directamente a la conversión del concentrado a UO_2 ; el ciclo de uranio enriquecido necesita de la conversión del purificado a UF_6 y su posterior enriquecimiento con la finalidad de incrementar la -

razón de U-235 fisible/U-238 fértil mediante una separación isotópica parcial. Es en esta etapa que se definen las características importantes de funcionamiento del combustible que entrará en el reactor, el enriquecido producido es luego pasado a la etapa de conversión en UO_2 , desde donde se vuelve asemejar al ciclo de uranio natural.

El polvo de UO_2 es luego compactado y sinterizado obteniéndose las llamadas pastillas combustibles, que serán luego encapsulados para formar las barras combustibles y que estos a su vez formarán los llamados elementos combustibles que serán llevados al reactor para ser irradiados en un determinado período de tiempo

Durante la combustión se fisiona el U-235, produciéndose plutonio a partir del U-238, que compensa parcialmente la desaparición del U-235. Luego de la combustión el combustible sale del reactor para ser almacenado temporalmente en la pileta. Al final de su estancia en la pileta el contenido de material fisible es igual al 50% del contenido inicial, aunque cerca del "2/3" del U inicial han sido fisiados.

Después del enfriamiento en la piscina de almacenamiento, los ensambles de combustibles se transportan a una planta de reprocesamiento donde se realiza la recuperación química del material fisible. Son separados el U, Pu y los productos de fisión.

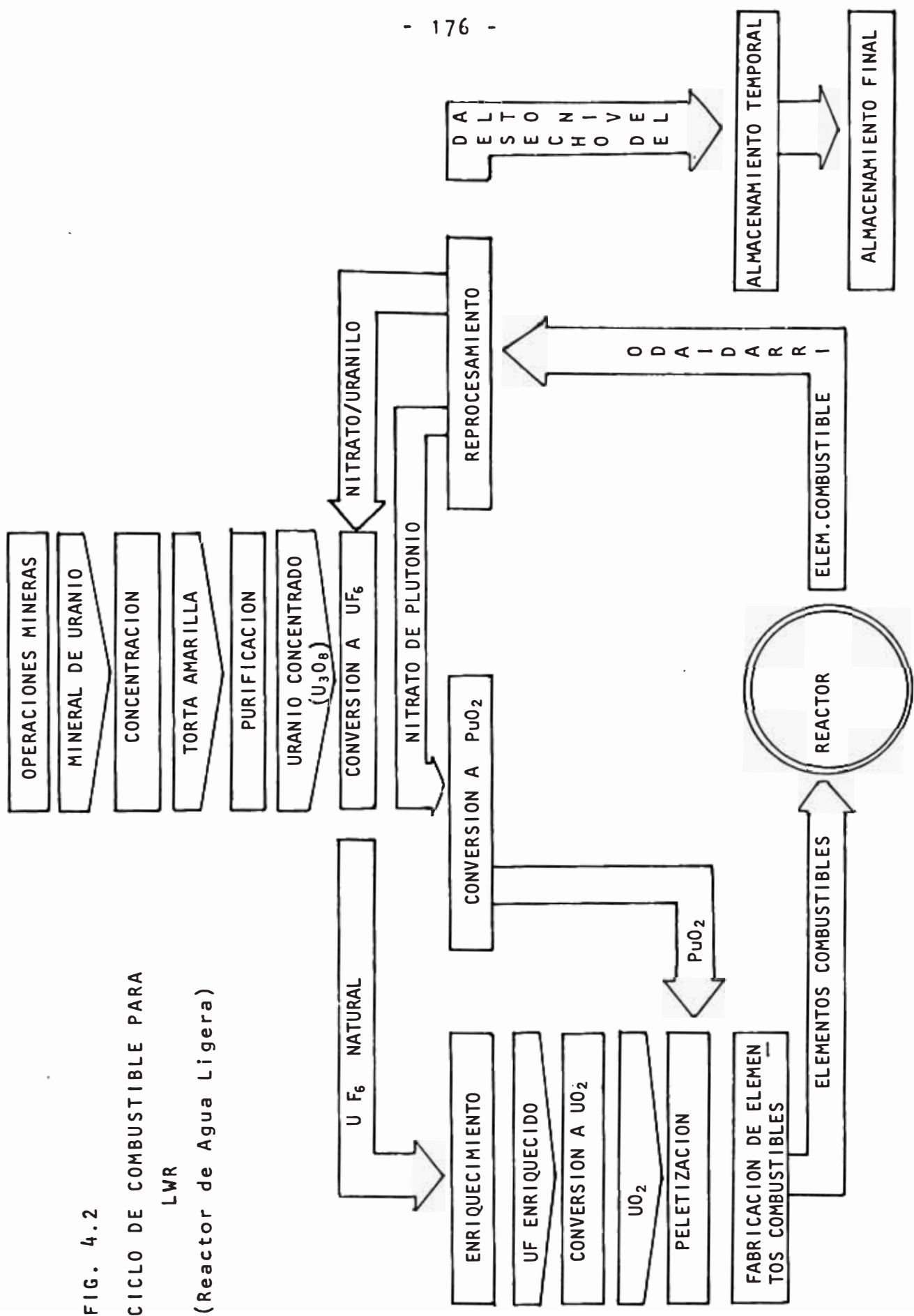


FIG. 4.2
CICLO DE COMBUSTIBLE PARA
LWR
(Reactor de Agua Ligera)

Los productos de fisión son acondicionados y almacenados, mientras que el ciclo se cierra mediante la conversión y enriquecimiento del U, y plutonio y fabricación de elementos combustibles con los óxidos mixtos.

Para el análisis de costos del ciclo de combustible nuclear ver Apéndice C.

4.6. ALGUNAS CONSIDERACIONES DE SEGURIDAD NUCLEAR Y LA IMPORTANCIA DEL EMPLAZAMIENTO

El empleo de las centrales nucleares implica la aceptación de cierto riesgo radiológico.

Aún cuando la industria nuclear hasta el presente haya sido una de las industrias mas seguras, se debe aceptar el concepto que la seguridad absoluta no existe.

Se entiende por "Seguridad Nuclear" aquella rama de las ciencias y técnicas nucleares que se encargan de ubicar, proyectar, construir, comisionar, explotar y decomisionar instalaciones nucleares sin riesgo indebido.

Se entiende por riesgo nuclear la "proximidad de un daño nuclear", un riesgo es indebido cuando resulta superior al riesgo tolerable. Los distintos países han adoptado criterios muy diferentes para la determinación del riesgo tolerable pero un criterio general que se puede siempre adoptar es establecer simplemente que:

"El riesgo de una central nuclear no ha de ser superior al de cualquier otra industria moderna, como las industrias del transporte aéreo y de los vuelos espaciales" se entiende por "daño nuclear" la pérdida de vidas humanas, las lesiones corporales y los perjuicios materiales que se produzcan como resultado directo o indirecto de las propiedades radiactivas, de los combustibles nucleares o de los productos o desechos radiactivos que se encuentran en una instalación nuclear.

Así, el daño nuclear depende de un contacto físico entre radiaciones ionizantes y el sujeto que sufre el daño.

Entonces, cualquier "escape" incontrolado de productos radiactivos al exterior de una central nuclear representa un riesgo potencial para la salud y seguridad de la población y su medio ambiente en los alrededores.

Sin embargo, los efectos de tales "escapes" son función de muchas variables, entre ellas, las características del emplazamiento donde esté situada la central nuclear.

La seguridad nuclear en un proyecto nucleoelectrico comienza eligiendo un emplazamiento adecuado para la implementación del mismo.

Sin embargo, la elección de tal emplazamiento se hace, por lo general, en función de términos económicos, siempre naturalmente que se cumplan también los requisitos básicos de seguridad.

Estos requisitos, que toman distintas formas según el país donde se apliquen, se pueden reducir a un criterio básico general:

"La población de los alrededores no ha de ser sometida, ni como consecuencia de la explotación normal de la central nuclear o en caso de accidente a riesgos superiores a los tolerables!"

La selección y desarrollo de emplazamientos adecuados constituye una preocupación que afecta tanto a las empresas explotadoras de las instalaciones como a las autoridades reguladoras, licenciantes y fiscalizadoras de las mismas.

Llevando en cuenta que la reparación de cualquier "daño nuclear" mismo que solo produzca perjuicios materiales, a causa exclusiva de la presencia de radiactividad, puede absorber elevadas sumas y pérdidas de tiempo considerables, se puede afirmar que una central económica es, por lo general, una central segura.

Por consiguiente, la seguridad nuclear importa en igual medida, aunque por razones distintas, tanto a las autoridades como a los explotadores.

Las medidas de seguridad nuclear y más aún los requerimientos de licenciamiento, muestran una fuerte tendencia de aumento en los últimos años.

CAPITULO V

ECONOMIA ASOCIADA A CENTRALES NUCLEARES

5.1. Consideraciones Generales

Un análisis económico riguroso de las centrales nucleares deberá considerarse dentro del contexto energético total y del desarrollo del escenario económico del país. En esta forma los efectos económicos del programa nuclear en el mercado de suministros de energía, así como la industria y los recursos humanos deberán ser previamente evaluados. Como una evaluación global es muy dificultosa para su realización, se logra una buena aproximación con un análisis económico de la expansión del sistema de generación eléctrica. Esta aproximación puede preveer un razonable y claro indicador de la economía de centrales nucleares en el país.

Una simple aproximación consiste en una comparación directa entre las economías de Centrales Nucleares y sus competidores convencionales, entonces podrán obtenerse sólo algunos indicadores económicos superficiales, respecto a la competitividad económica de las Centrales Nucleares. Obviamente un análisis semejante puede desatender los efectos entre las centrales nucleares (o carbón ó petróleo), el sistema integral de generación y las redes de

transmisión asociadas.

En general puede ser condicionada corrientemente los tamaños de las Centrales Nucleares en el mercado, pero son y serán por buen tiempo económicamente competitivas con centrales que queman petróleo. En efecto, la ventaja económica de las centrales nucleares sobre las centrales que queman petróleo es dominante, dado el presente nivel de los precios internacionales del petróleo.

En una comparación de costos de electricidad de Centrales Nucleares y Centrales a Carbón, los resultados dependen de un cierto número de factores, y no hay una respuesta global simple.

Sin embargo, resultados de estudios realizados por la IAEA indican que en la mayoría de las situaciones las grandes Centrales Nucleares tendrán una operatividad alta en un futuro cercano pudiendo producir electricidad con un 10 a 40% inferiores a los costos producidos por Centrales a Carbón, dependiendo del costo del carbón.

El factor económico para la electricidad generada por carbón, es el costo del carbón entregado en la central. Los estudios de la IAEA indican que las centrales a carbón tienen una ventaja económica cuando el carbón puede ser entregado a la central de costos inferiores a \$30/TN.

Para las centrales nucleares el factor más importante es el costo total de inversión de capital, que es significativamente incrementada cuando las tasas de intereses son altas y sometidas a períodos largos. Para las centrales a carbón estrictas regu

laciones de protección ambiental son exigidos. Estas incrementarán su capital y costos de operación dando lugar a que las centrales nucleares tengan una posición mucho más competitiva.

5.2. Componentes de Costos de Generación de Centrales Nucleares

Los principales componentes incluidos en el cálculo de costos de generación de Centrales Nucleares son listados en la Tabla 5.1. Los elementos básicos son los costos de inversión de capital, costo del ciclo de combustible y costos de operación y mantenimiento. Adicionalmente los costos de desarrollo de infraestructura tales como regulación y decomisionamiento y transferencia de tecnología de países desarrollados, industria local y desarrollo de recurso humano asociado con el programa nuclear deberán incluirse. Pero debe considerarse que también hay beneficios en el desarrollo de tales actividades. La performance de la planta es reflejada en el factor de la carga, el régimen de carga y la vida económica. La economía del país es reflejada a través de las tasas de intereses locales y extranjeros, tasas de actualización y tasa de escalación de precios. Todos esos factores serán definidos y discutidos brevemente en las siguientes secciones

Ver Tabla 5.1.

TABLA 5.1. PRINCIPALES COMPONENTES ECONOMICOS
DE CENTRALES NUCLEARES

Costos de inversión de capital.
Costo de combustible.
Costo de operación y mantenimiento.
Costos de desarrollo de infraestructura.
Duración de construcción de la central.
Factor de carga de la central.
Régimen de potencia neta de la central.
Vida económica de la central.
Tasa de interés (extranjera y local).
Tasa de actualización.
Tasa de inflación o escalamiento de precios.

Fuente : IAEA.

5.2.1 Costos de Inversión de Capital

El costo de inversión de capital de una central nuclear (en general de cualquier central), es la suma de todos los gastos incurridos en el diseño, licenciamiento, manufactura y montaje, construcción y comisionamiento de la Central.

Algunos sistemas contables son usados para distribuir los costos de inversión de capital en sus partes principales; la Tabla 5.2 muestra la descomposición de los costos. Se muestra la estructura de los costos definidos como directos, indirectos, base, "fore" y costos totales de inversión de capital. El fore cost como es definido aquí no inclu-

ye los efectos de la inflación (escalación) de precios a ser pagada por mano de obra, equipos, materiales y servicios, no incluye intereses sobre el capital prestado durante el período de construcción. Todos estos items son incluidos en la definición de costo total de inversión de capital. Items tales como carga inicial de combustible, volumen de agua pesada, costo de empleo, tasas y otros pagos de derechos, etc. deben ser excluidos de la presente definición de costos totales de inversión de capital.

La contribución a los costos de inversión de capital de los costos de las barras colectoras de generación de energía es el resultado de una carga anual fija, que incluye depreciación e intereses sobre el costo total de inversión de capital. El factor de recuperación es normalmente usada como un factor de carga fija cuando la depreciación de la inversión es realizada usando el método del fondo de amortización. Para centrales Nucleares la carga anual de capital es la mayor contribución al costo unitario de generación. Items excluidos en el sistema de contabilidad del IAEA del costo de capital de inversión de capital total, ciertamente contribuyen al costo de generación, ellos son contabilizados por el combustible o por los costos de operación y mantenimiento.

TABLA 5.2. ESTRUCTURA DEL COSTO DE INVERSION DE CAPITAL
DE UNA CENTRAL ELECTRICA

Costos Directos	:	Terrenos y Estructuras
		Equipos de Reactor
		Equipos de la Turbina
		Equipos Eléctricos
		Equipos diversos
		Sistema de Condensador
Costos Indirectos	:	Servicios de Construcción
		Ingeniería - Oficina Técnica
		Ingeniería de Campo
		Costos Base = C. Directos + C Indi- rectos
+ Costos del Propietario		
+ Repuestos		
+ Contingencias		
		= Fore Cost
+ Intereses durante la construcción (IDC)		
+ Escalación.		
		= Costo Total de Inversión de Capital.
Items no considerados	:	Carga Inicial de Combustible
		Agua Pesada
		Empleos
		Pagos por derechos y otros

Fuente : IAEA

5.2.2 Costos del Ciclo de Combustible Nuclear

El bajo costo del ciclo de combustible nuclear comparados con los costos de combustibles fósiles, es el factor clave en la posición competitiva de las Centrales Nucleares.

El complejo árbol económico del ciclo de combustible nuclear, incluye numerosos gastos realizados en diferentes etapas antes de ser cargadas al reactor, e iniciar la producción de energía, así como gastos hechos a largo plazo, después de quemado el combustible, el cual tiene que ser descargado del reactor para su deposición final o reprocesamiento para producir nuevo material fisiónable y deposición final de desechos radioactivos.

Los procesos iniciales del ciclo de combustible nuclear incluye los costos incurridos en exploración, minería y molienda del Uranio, conversión en UFG y enriquecimiento en el isótopo U-235 (caso de reactores que queman Uranio enriquecido) y finalmente la fabricación de elementos, combustibles. Todos los costos de transporte entre las etapas del procesamiento y despacho al emplazamiento son también incluidos.

Los procesos de apoyo al ciclo de combustible nuclear incluye los gastos incurridos en almacenamiento, transporte de combustible irradiado y reprocesamiento para la extracción de plutonio y uranio, y la separación, concentración y deposición final de desechos radioactivos en el caso de un ciclo cerrado.

- Los efectos económicos del reciclaje del Plutonio y Uranio recuperado (ciclo cerrado) se manifiestan como un crédito a los costos del ciclo de combustible. Los intereses sobre los gastos incurridos durante el inicio (front-end) y el apoyo (back-end) del ciclo del combustible constituyen los costos indirectos del ciclo de combustible nuclear. Los costos directos más los costos indirectos - constituyen el costo total de este ciclo. (ver Tabla 5.3). Muchos grupos de combustible de diferente composición pueden ser usados durante la vida del reactor, y son consideradas para calcular el nivel de costos de la energía producida por la central durante su vida operativa.

5.2.3 Costos de Operación y Mantenimiento

La Tabla 5.4 lista los componentes de los costos de O&M usados por el IAEA en orden para comparar experiencias en costos de diferentes fuentes y diferentes tipos de plantas. Algunos de los costos O&M son costos fijos (pagos y salarios, seguros y otros), mientras otros tienen componentes fijos y variables. Los costos variables dependen del número de horas de operación (materiales consumidos y mantenimiento, costos de reparación, servicios de mantenimiento ejecutados por equipos de técnicos de la planta en el emplazamiento).

TABLA 5.3. ESTRUCTURA DEL COSTO DEL CICLO DE COMBUSTIBLE NUCLEAR

REACTOR DE URANIO NATURAL	REACTOR DE URANIO ENRIQUECIDO
Front - end costs	Front - end costs
- Uranio natural	- Uranio natural
- Fabricación del elemento combustible.	- Conversión a UF ₆
- Transporte	- Enriquecimiento
	- Fabricación de elemento combustible.
Back - end costs	Back - end costs
- Almacenamiento y transporte de combustible irradiado.	- Almacenamiento y transporte de combustible irradiado.
- Reprocesamiento	- Reprocesamiento
- Crédito por plutonio.	- Crédito por plutonio.
	- Crédito por uranio.
- Deposición de Desechos	- Deposición de Desechos
Costos Directos = Frond - end + Back - end costos	
Costos Indirectos = Intereses sobre costos directos	
Costo total del ciclo de combustible nuclear = C. Directos+C. Indirectos	
Fuente : IAEA	

TABLA 5.4. ESTRUCTURA DE LOS COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO DE UNA CENTRAL ELECTRICA.

CATEGORIA DEL COSTO	DESCRIPCION
Pagos y Salarios	- Personal de la Planta y Personal Administrativo.
Equipos y materiales de operación y mantenimiento.	- Equipos y materiales necesarios para mant., sea reparación o reem plazo; costos de reparación, gastos de materiales, etc.
Seguros	- Derechos de seguro por riesgo nuclear.
Inspección	- Gratif. por inspec. de rutina.
Servicios adquiridos	- Serv.mant.y repar. por pers.espec.
Otros costos	- Todos los costos de O&M no incluidos anteriormente.
Fuente : IAEA	

5.2.4 Costos de Desarrollo de Infraestructura

Hay muchas tareas y actividades que implican grandes despliegues humanos que son necesarios para la ejecución del proyecto de una central nuclear y un programa nuclear, pero que usualmente no son incluidos en los costos de generación de energía.

Tales actividades son :

- Estudios de planeamiento.
- Investigación científica y desarrollo en apoyo del programa nuclear.
- Desarrollo de recursos humanos en todos los niveles, excepto en lo concerniente al entrenamiento del grupo de operación que es incluido en los costos propios de la empresa propietaria.
- Desarrollo de las infraestructuras nacionales (gobierno, regulación, industria, educación).
- Promoción y participación nacional.
- Transferencia de tecnología.
- Costos de regulación y licenciamiento.

Estos costos de desarrollo de infraestructura son difíciles de evaluar y representar y es siempre cuestionado, ya que ellos podrían ser cargados a una simple central o a un programa nuclear de largo plazo. Es más, también se considera que ellos pueden producir ciertos beneficios por promover desarrollo en el país. El procedimiento usual aceptado es asumir que los costos de desarrollo de infraestructura y los beneficios resultan mutuamente compensadas.

5.2.5 Parámetros Económicos

La generación anual de la central es directamente proporcional a la potencia eléctrica neta del régimen y a su operatividad expresada por el factor de carga. El factor de carga alcanzado es posiblemente el parámetro de mayor variación (Ver Capítulo VI), ya que, - en adición a períodos de paradas normales para recambio de combustible y mantenimiento, salidas forzadas del sistema ocurren a menudo debido a eventos inesperados. La definición de factor de carga anual es la relación entre la energía actual producida y la energía que la central puede producir en su potencial nominal bajo continua operación durante un año (Ver Apéndice A).

La tasa de interés sobre dinero prestado para hacer frente a requerimientos de dinero constante durante el período de construcción tiene un gran impacto sobre los intereses a ser pagados durante la construcción (IDC) de la central. Sin embargo, la escalación de precios durante la construcción incrementarán los costos de capital. Juntamente altos intereses y tasas escalonadas complican el desarrollo normal de las actividades con períodos largos de construcción y así incrementan substancialmente los costos de inversión de capital. El costo de oportunidad del dinero (tasas de actualización) o de descuento en el país juega un importante rol en el análisis económico de la central. Las tasas de actualización del país a ser usadas en el análisis es afectado por las tasas de infla-

ción, que son relacionados a las tasas de interés. Mientras la tasa de actualización nacional debe ser usado en el análisis de la Central Nuclear a nivel del país, la tasa comercial de interés puede ser usada en el análisis financiero a nivel de la empresa eléctrica.

En el análisis económico se asume actualmente que el efecto de la inflación sea afecto a los costos de generación para toda alternativa en el mismo modo, y consecuentemente todo dinero efectivo puede ser expresado en valor constante de moneda. No obstante, para propósitos de análisis financiero algunas suposiciones en cuanto a tasas de inflación deberán ser hechas en orden a determinar el nivel de pagos futuros.

La vida económica de la central juega un rol en la determinación de las cargas anuales fijas debido a la depreciación e intereses sobre el capital invertido; la vida económica y la tasa de actualización determinan el factor de recuperación de capital a ser usado para calcular las cargas anuales fijas sobre inversiones de capital.

5.2.6 Costos de Generación

Conforme a las consideraciones ya mencionadas, el costo total anual de generación de una central consiste en una carga anual fija sobre la inversión de capital, un costo anual de combustible y gastos anuales de O&M. En

adición y conforme al criterio adoptado, aquí puede incluirse una carga anual para los costos de desarrollo de infraestructura. - Sobre la base prorrateada de un equilibrio del costo de energía (costo equilibrado de KW.h), puede ser también calculado asumiendo que la energía eléctrica generada por la central, - produce rentas (evaluado en el costo nivelado del KW.h) cuyos valores presentes son iguales al valor presente de todo gasto incurrido en la ejecución y operación de la central (en las siguientes secciones se detallarán más los conceptos, y las contribuciones de cada componente al costo de generación).

5.3. Desarrollo Económico de las Centrales Nucleares

5.3.1 Costos de Inversión de Capital

Los costos de capital estimados y reales de centrales, no interesando sean de combustible fósil, nuclear o hidráulica varían en un amplio rango de valores. Esto no es sorprendente desde que el mismo fenómeno es experimentado en otros tipos de proyectos. Una desviación de valores de costos de capital puede ser observada en el país, pero el rango es amplio en comparaciones mundiales.

La interpretación de la desviación en los costos de capital de centrales es muy difícil, igual sucede en la identificación de los parámetros más sensibles que afectan los costos. Las diferencias pueden ser parcialmente identificados por una combinación

de los siguientes factores :

- a. Factores Económicos: Condiciones de mercado, efectos de la inflación, costos de financiación, razón de cambio de moneda.
- b. Diseño de la Central: Tipo de central y tamaño, número de unidades por emplazamiento, requerimientos de seguridad y protección ambiental, características del emplazamiento y equipos de la central.
- c. Administración del Proyecto : Tipo de contrato, administración de la construcción, experiencia de suministradores y propietarios, etc.
- c. Factores Políticos: El grado de participación de la industria nacional, política de desarrollo nacional, etc.

La continua inflación observada en la década pasada ha contribuido al ocultamiento del incremento de los costos de capital de centrales nucleares, así como para centrales

a carbón, originado de requerimientos más ri
gurosos, seguridad y protección ambiental y
prolongamiento de gastos y tiempo de construcci
ción.

Para propósitos de evaluar las tendencias
de los costos de inversión de capital, es ne
cesario extraer de los valores reportados la
distorsión introducida por el escalamiento -
de precios (Ver sec. 5.2.) en la construcción
de la central y concentrarse solo en los fo-
re costs expresados en moneda constante para
un año seleccionado.

Seguidamente presentamos los costos de in
versión de capital en función de los fore -
costs para centrales nucleares.

· Dos rangos han sido considerados de acuerdo
al tamaño de la central :

Rango 100 - 400 MW(e) →→→ Estimados de los
suministradores.

Rango 600 - 1200 MW(e) →→→ Estimados del IAEA

Los estimados de los suministradores para
los fore costs (no incluyen costos de los -
propietarios), fueron extraídos del gráfico
5.1, usando los puntos dispersos (marcados -
con x) y los límites superior e inferior del
rango de potencia de la central entre 100 -
400 MW(e).

Las estimaciones seleccionadas tanto baja
como alta de los fore costs fueron incremen-
tados en un 10% teniendo en cuenta los costos
de los propietarios tal como se muestra se-

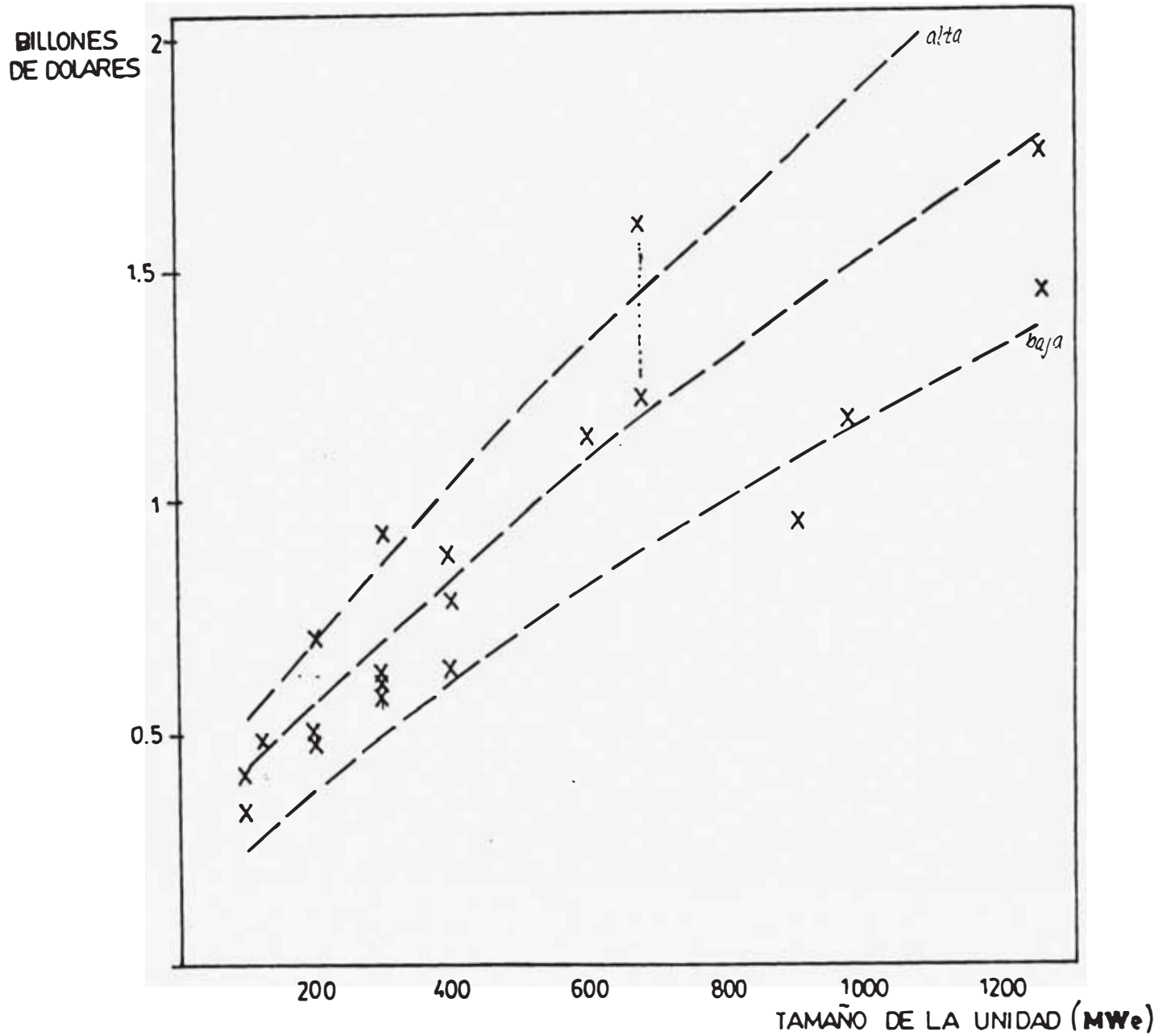


GRAFICO 5.1. FORE COSTS PARA CENTRALES NUCLEARES BASADOS EN DATOS DE LOS SUMINISTRADORES (en Dólares constantes para 1982)

guidamente en la Tabla 5.5.

TABLA 5.5. FORE COSTS (Billones US \$ 1982)

TAMANO (MW)	No incluyen costos de los Propie tarios (O.C.)				Incluyen O.C.		
	Puntos Dispersos			Alto	Bajo	Alto	Bajo
100	0.31	- 0.38	- 0.55	0.55	0.31	0.61	0.34
125	0.47			-	-	-	-
200	0.47	- 0.52	- 0.71	0.71	0.47	0.78	0.52
300	0.59	- 0.62	- 0.65	0.90	0.59	0.99	0.65
		- 0.68	- 0.9				
400	0.66	- 0.89	- 0.90	0.90	0.66	1.16	0.73

Las estimaciones del IAEA son basados en costos experimentales reportados a la Agencia y se pueden resumir como sigue:

TABLA 5.6. FORE COSTS (Billones US \$ 1982)

TAMANO (MW)	BAJO	PROMEDIO	ALTO
600	0.96	1.2	1.44
200	1.135	1.42	1.70
1200	1.27	1.59	1.91

Los costos de inversión de capital para esta central fueron calculados adcionando a los fore costs, las cargas por el interés durante la construcción (I.D.C.) resultando del tiempo de construcción supuestos para cada tamaño de central ($i = 10\%$)

TABLA 5.7.

TAMAÑO DE LA CENTRAL	TIEMPO DE CONSTRUCCION	CARGA I.D.C.
(MW)	(Años)	(% del Total)
400	6	29.31
600	7	35.14
900	8	41.29

Fuente : IAEA.

Los resultados de los costos de inversión de capital (fore costs) tanto en billones de dólares como en \$/KW(e) son (Ver gráfico 5.2 y Tabla 5.8) la contribución anual de la inversión (AIC) para el costo de generación para cada tamaño de central puede ser calculada de :

$$AIC = \frac{CIC \times CRF6}{8769 \times 0.70} \times 10^3 \frac{\text{mills.}}{\text{KW.h}}$$

CRF = Factor de recuperación de capital.

CRF = 0.106079, en $i = 10\%$ sobre 30 años.

$$CRF = 1 / \sum_{n=1}^{30} \frac{1}{(1+i)^n}$$

CIC = Costo de Inversión de Capital.

TABLA 5.8. COSTOS DE INVERSION DE CAPITAL

TAMAÑO MW	BILLONES DE DOLARES \$/Kw (e)						
	BAJO	PROME DIO	ALTO	BAJO	PROME DIO	ALTO	
Datos de los sumi- nistras- dos	100	0.44	-	0.78	4410	--	7824
	200	0.67	-	1.01	3343	--	5050
	300	0.84	-	1.28	2797	--	4267
	400	1.94	-	1.49	2347	--	3734
Datos IAEA	600	1.297	1.622	1.946	2120	2705	3245
	900	1.604	2.006	2.402	1.780	2230	2670
	1200	1.794	2.247	2.694	1495	1875	2250

Fuente : IAEA.

Contribución anual de la inversión (AIC)
al costo de generación (mills/KW-h(e)) para
centrales nucleares (Ver Tabla 5.9.).

TABLA 5.9. CONTRIBUCION ANUAL DE LA INVERSION

TAMAÑO MW	A I C mills/Kw.h(e)	
100	76.3	- 135.4
200	57.9	- 87.4
300	48.4	- 73.9
400	40.7	- 64.6
600	37.4	- 56.1
900	30.8	- 46.2
1000	25.9	- 38.9

5.3.2 Costos de Generación

El costo total anual de generación (TAGC) de cada central es calculada del costo de inversión de capital (CIC), el costo anual de combustible (AFC) y el costo anual de operación y mantenimiento (AOMC).

$$TAGC_p = CIC_p \times CRF_p + AFC_p + AOMC_p \quad (1)$$

Si se desea obtener el costo de inversión de capital en que las centrales nucleares - pueden competir con las centrales a carbón ó a petróleo, es suficiente encontrar el punto de equilibrio para un tamaño de central dado

$$TAGC_n = TAGC_p \quad \text{ó}$$

$$CIC_n * CRF_n + AFC_n + AOMC_n = CIC_c * CRF_c + AFC_c + AOMC_c$$

de donde :

$$CIC_n = CIC_c + \frac{AFC_c - AFC_n}{CRF} \quad (2)$$

y para el caso de Centrales de Petróleo y Nuclear :

$$CIC_n = CIC_p + \frac{AFC_p - AFC_n}{CRF} \quad (3)$$

Aprovechando las ecuaciones 2 y 3 podremos obtener el costo de inversión de capital (CIC) para diferentes tipos de centrales y para diferentes tamaños.

Para el caso de centrales nucleares los resultados se muestran en la Tabla 5.10 y gráfico 5.3.

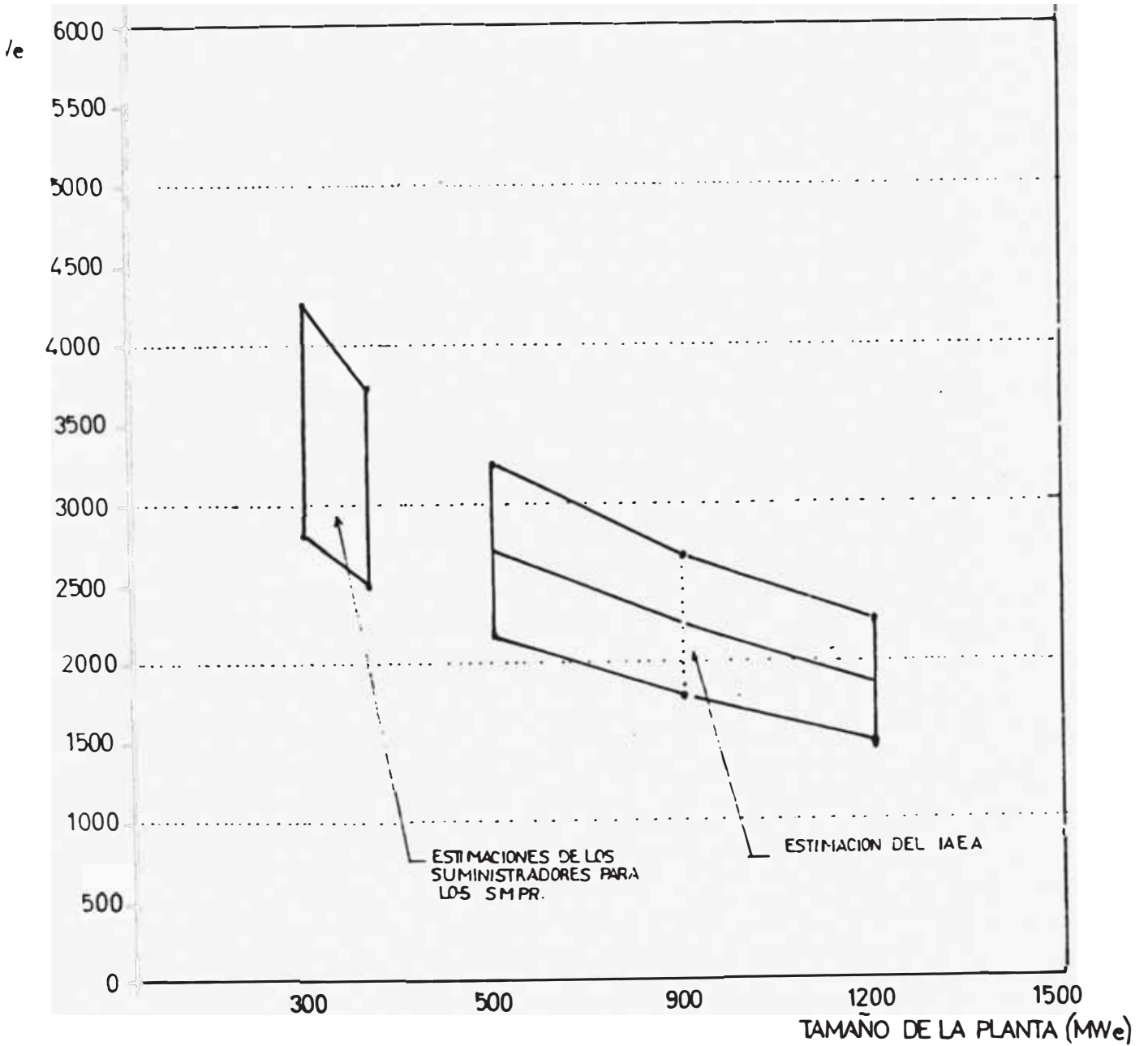


GRÁFICO 5.3 COSTOS DE INVERSIÓN DE CAPITAL PARA CENTRALES NUCLEARES.
(en dólares constantes para 1982)

TABLA 5.10. COSTOS DE INVERSION DE CAPITAL DE CENTRALES NUCLEARES

TAMAÑO MW	CIC (Referencial (\$/KW))	
	Bajo	Alto
100	4410	7825
200	3345	5050
300	2800	4270
400	2350	3735
600	2160	3245
900	1780	2670
1200	1495	2250

Fuente : IAEA

Usando la ecuación (1) y los parámetros de los costos es posible calcular el costo total de generación para cada tamaño de central. Los resultados se dan en la tabla 5.11. y en el gráfico 5.4.

TABLA 5.11. COSTOS TOTALES ANUALES DE GENERACION DE CENTRALES NUCLEARES (Mills/KW (e))

TAMAÑO (MW)	Costos de Referencia	
	Bajo	Alto
100	91.3	150.35
200	72.85	102.35
300	63.40	88.80
400	35.60	79.60
600	52.40	71.15
900	35.80	61.20
1200	40.85	53.90

Fuente : IAEA

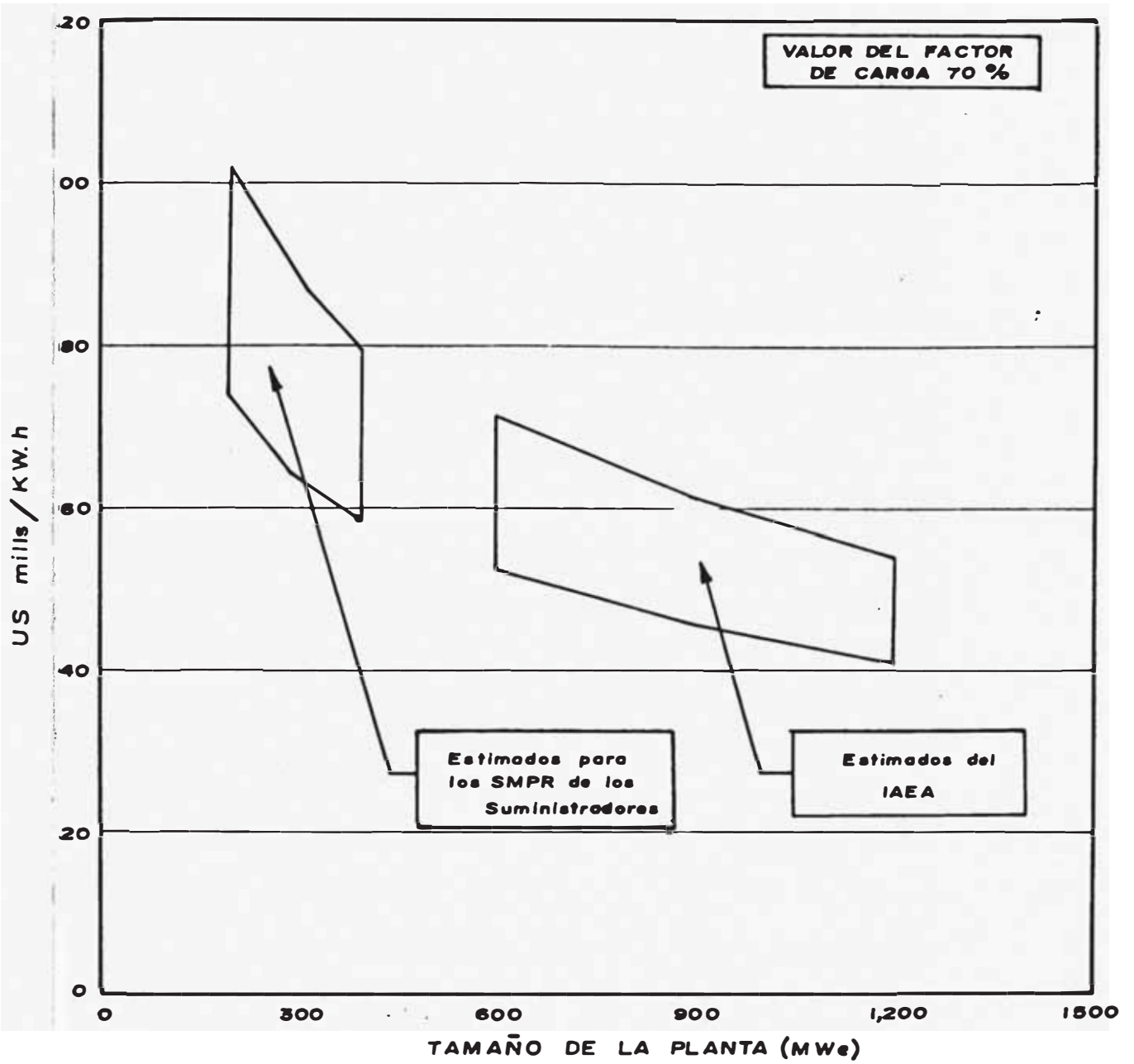


GRAFICO 5.4. ESTIMACIONES DE LOS COSTOS DE GENERACION PARA CENTRALES NUCLEARES

Los costos anuales de combustible (AFC) - considerado en la ecuación (1) para el cálculo del costo total anual de generación es como sigue:

Centrales de todos los tamaños	A F C (mills/kW.h)
Reactores de Uranio Natural	5.00
Reactores de Uranio Enriquecido	10.00

y el costo anual de operación y mantenimiento para todos los tamaños de centrales nucleares es de 5 mlls/KW.h.

5.3.3. Evolución de Componentes de Costos de Combustible*

La evolución histórica de los precios del uranio se muestra en el Gráfico 5.5. expresada en US\$ y también en moneda constante para 1980 en US\$. El mayor incremento en el precio del uranio en dólares corrientes ocurrida en el período 1974-1977 alcanzó valores - en el rango 88 a 97 US\$/kg. de U_3O_8 (40 - 44 US\$/lb). Si el precio del U_3O_8 es expresado en dólares constantes para 1980, el incremento ocurrido en el período 74 - 75 cuando el precio del U_3O_8 alcanzó un valor pico de 130 US\$/kg (60 US\$/lb), cinco veces el precio del U_3O_8 a inicios de 1973 (también expresado en dólares constantes para 1980). A inicios de 1977 el precio del U_3O_8 en dólares constantes para 1980 alcanzó valores comprendidos -

*Ver Apéndice C.

en el rango de 62 - 66 US \$/Kg. (28-30 US\$/Lb) en el año 1980. Luego ocurre un decremento a parente en el precio del U_3O_8 debido a que la producción del Uranio (natural) excede la demanda, junto a esto los altos niveles de reserva mantenidos por los consumidores. Comparando las curvas de precio del uranio y petróleo Fig. 9, se observa que en el período 1973-74, a un incremento del precio del petróleo le sigue inmediatamente un incremento de precio del Uranio. Luego de aquellos incrementos el precio del uranio y petróleo se mantuvo al menos constante (en valores de moneda constante) por algunos años. En 1979 ocurre un segundo incremento del precio del petróleo pero esta vez no seguida por el precio del uranio que se incrementa entre 1980 y 1981.

Considerando el Uranio enriquecido, como se muestra en el Gráfico 5.6 el precio en -- USA de una unidad de trabajo de separación (SWU)¹ en dólares corrientes se ha incrementado progresivamente en los últimos 10 años de 32.5 a 102 \$/SWU, significando un incremento de más del 21.0%. No obstante, cuando el precio de unidad de trabajo de separación es expresada en dólares constantes para 1980, el

- (1) SWU. Unidad de trabajo de separación es una celda o etapa de separación isotópica en la que ha sido necesario realizar un trabajo de forma que, estableciendo un balance, es necesario que entre los dos afluentes que salen de la etapa y tengan más "valor", o más "potencial", que la alimentación y esa diferencia de valor o de potencial, será igual al "trabajo de separación" suministrado por la etapa considerada.

incremento real en los últimos 10 años fue - solamente alrededor de un 27%.

Otra importante contribución al costo del ciclo del combustible es el precio de fabricación de los elementos combustibles. Su valor promedio (para los LWR) se han incrementado de unos 80 US\$/Kg.U en 1970 hasta 150 - US\$/Kg.U en 1980, un incremento de alrededor de 90% en dólares corrientes pero un decremento de 24% en dólares constantes. La razón para esta tendencia en el costo de este servicio ha sido sostenida en el desarrollo tecnológico y la mayor producción de combustible.

Los costos de referencia usados por el IA EA en el análisis económico del ciclo de combustible nuclear son presentados en la Tabla 5.12.

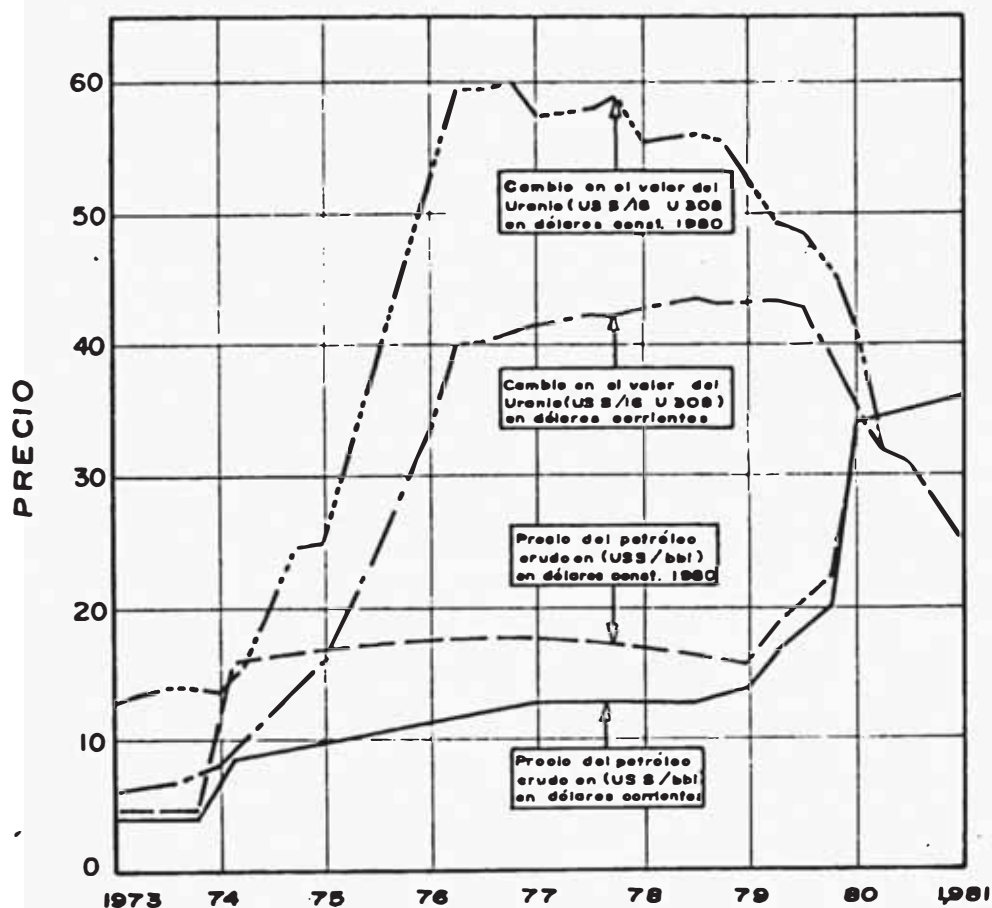
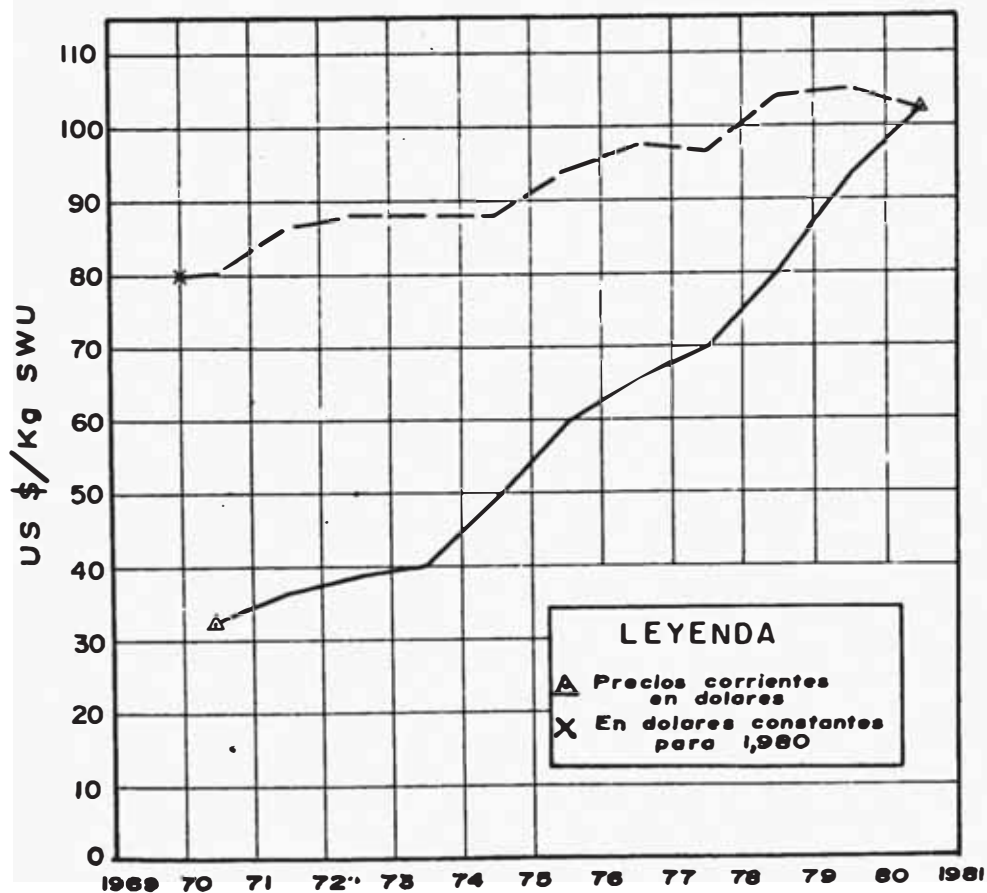


GRAFICO 5.5 EVOLUCION HISTORICA DE LOS PRECIOS DEL URANIO Y DEL PETROLEO



LEYENDA
 ▲ Precios corrientes en dolares
 X En dolares constantes para 1980

TABLA 5.12. DATOS DE REFERENCIA DE COSTOS DE COMBUSTIBLE
EN DOLARES CONSTANTES PARA 1980

COMBUSTIBLE		RANGO	VALOR DE REFERENCIA
Nuclear			
Uranio natural	\$/Kg. U_3O_8	48 - 120	88
Conversión a			
Uf LWR	\$/Kg. U	4 - 6	5
Enriquecimiento,			
LWR	\$ SWU	120 - 200	160
Fabricación,			
LWR	\$/Kg U	150 - 200	175
Fabricación,			
HWR	\$/Kg U	80 - 100	85
Shipping,			
(despacho)	\$/Kg U	10 - 20	15
Back-end cost			
(neto)	\$/Kg U	300 - 500	400
Tasa de actualización			
%/a		8 - 14	10
Factor de carga anual			
(%)		60 - 80	70
Costo total del ciclo			
de combustible, LWR	10^{-3} US \$/KW.h	9.5 - 10.5	10
Costo total del ciclo			
de combustible, HWR	10^{-3} US \$/KW.h	5 - 7	6

CAPITULO VI
ANALISIS DE LOS PROBLEMAS QUE PODRIAN SURGIR AL
INTRODUCIR UNA CENTRAL NUCLEAR EN EL
SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

6.1. El Problema de la Integración de Centrales Nucleares en el Sistema Eléctrico Nacional, siendo éste mayormente Hidroeléctrico

6.1.1 Introduucción

La competitividad es un mejor, pero no exclusivo criterio en la posible adopción de - alternativas nucleares para la expansión del sistema eléctrico. Como las unidades hidráulicas son los mayores componentes del sistema eléctrico nacional, alguno de ellos, en - orden a ser apto para satisfacer los picos - del diagrama de carga debe tener capacidad - algo mayor que la "potencia fija ó estable" supeditada a las condiciones hidrológicas en la cuenca y por la existencia de pondage o - reservorios de almacenamiento. Como consecuencia de esto, tales centrales operan con bajos o medios valores del factor de carga anual. Las centrales nucleares pueden ser y, por razones económicas, deben ser operadas -

con altos factores de carga. Utilizando can-
tidades sin dimensiones, como en la teoría -
de modelos o similitud física, en este capí-
tulo se presenta un simplificado procedimiento
para evaluar la competitividad entre las
alternativas posibles que se pueden integrar
al sistema eléctrico nacional. El procedi-
miento se basa en la correspondiente participi-
ción de los gastos de combustible en la -
descomposición de los costos de generación,
y toma en cuenta los valores asignados a los
factores de carga para centrales hidráulicas
o nucleares. El método permite una fácil e-
valuación de diferentes combinaciones de nuevas
centrales.

6.1.2 Importancia de los Factores de Carga

Los costos de generación de electricidad
son un aspecto significativo en la evalua--
ción económica de centrales eléctricas y es
un mejor criterio cuando se comparan diferentes
alternativas propuestas para la expansión
del sistema eléctrico. Para una central da-
da, el costo de generación es calculado para
un valor de referencia del factor de carga.
Tal cálculo está basado en los costos de --
construcción, de operación y de combustible
que prevalece en los mercados, y en un con-
junto definido de parámetros básicos (tasas
de interés, vida útil de la central o even-
tualmente, algunas otras como período de a-
mortización, seguros, etc.). El costo de gene-
ración se incrementa conforme el factor de
carga decrece; la forma particular de esta -

ley depende principalmente de los tipos de - centrales consideradas, sean hidroeléctricas, convencionales, térmicas o nucleares. El tamaño también cuenta (economía de escala) y, en el caso de centrales nucleares, hay un ligero pero no despreciable diferencia para los diversos tipos de reactores.

Cuando se comparan costos de las unidades presentes de un sistema y evaluando las futuras adiciones, es necesario tomar en cuenta los valores actuales del factor de carga para cada uno de los componentes individuales. Sin embargo, tales valores pueden cambiar durante la vida útil de la central para el caso de nuestro sistema eléctrico donde predominan las centrales hidroeléctricas, las centrales térmicas son con frecuencia adicionadas para realizar un rol complementario durante períodos de escasez de agua o cualquier otro evento y permitir la remoción gradual a generación base según se integran las nuevas unidades térmicas al sistema.

La operación del sistema eléctrico debido a las variaciones estacionales y su influencia en la curva de duración de carga no es afectada mayormente por la existencia de una capacidad instalada de reserva.

Con estos factores en mente, la competitividad entre centrales debe ser evaluada para valores particulares de factores de carga, y el balance será a favor de uno u otro de las centrales cuando ocurren cambios en los valores asignados a estos factores.

Debemos tener en cuenta las significativas diferencias que existen entre las centrales térmicas hidráulicas.

Una central térmica puede ser operada -- prácticamente con cualquier valor del factor de carga, incluyendo valores cercanos al 90%. Sin embargo, una central hidroeléctrica es -- generalmente planeada para carga base, así -- como para cubrir cargas picos, y por lo tanto tiene una capacidad que excede la potencia fija o estable disponible, que es la potencia correspondiente al mínimo flujo del río incluyendo pondage, dado el caso cualquiera, durante el período en consideración (una estación o un año). El pondage previene las pérdidas de agua permitiendo así el incremento de la potencia fija o estable. Por razones económicas se limita al tamaño de los reservorios, pero ocasionales excedentes de agua permite a las máquinas satisfacer otras demandas. Bajo estas condiciones, los factores de carga para la mayoría de las centrales hidroeléctricas en el sistema eléctrico Centro-Norte está en el rango de 40 a 70%. En la Tabla 6.1. se muestran algunos valores del factor de carga de algunas centrales.

TABLA 6.1.

CENTRAL	FACTOR DE CARGA
Huínco	0.43
Callahuanca	0.80
Matucana	0.62
Moyopampa	0.92
Huampaní	0.75
Cahua	0.86
Cañon del Pato	0.76
Mantaro	0.78
Malpaso	0.34

Fuente: Plan Maestro de Electricidad.

6.1.3 Descomposición Simplificada de los Costos de los Costos de Generación

Para la evaluación económica de una central se acostumbra construir tabla o diagramas presentando valores de costos de generación (en unidades apropiadas como mills/kwh u otras) versus los valores de los factores de carga.

La forma general de una curva en tales diagramas es determinada por la forma particular correspondiente a cada componente en la descomposición del costo total: capital, combustible, operación, mantenimiento, gasto de combustible (en el caso de combustibles nucleares, uno puede considerar operación i-

nicial y etc.).

Como una primera aproximación, la forma de la curva para un tipo de central es enteramente determinada por sólo una relación, por ejemplo la que corresponde al combustible quemado. En efecto, como es bien conocido, es aceptable considerar, como parte de la carga anual fija, todos los costos excepto el gasto de combustible, que es muy aproximadamente proporcional a la energía producida.

Bajo esas suposiciones, la descomposición para el costo de generación (total) incluirá sólo dos componentes :

- a. El costo relacionado a las cargas fijas anuales, que es igual al cuociente de la carga total dividida por la producción total de energía; y
- b. El costo de combustible gastado (b) que será asumido como constante. Esta aproximación simplificada es ilustrada en el Gráfico 6.1.

La primera componente (a) es inversamente proporcional al factor de carga (f), mientras que la electricidad generada es directamente proporcional a la misma cantidad. Con (A) como el costo anual fijo, la relación conocida ...

$$a_f = \frac{a}{f} = A/8760 f \quad (1)$$

(Si A es expresado en US \$/KWh-año, el componente a_f resultará en mills/KWh, poniendo $a_f = A/8.76 f$).

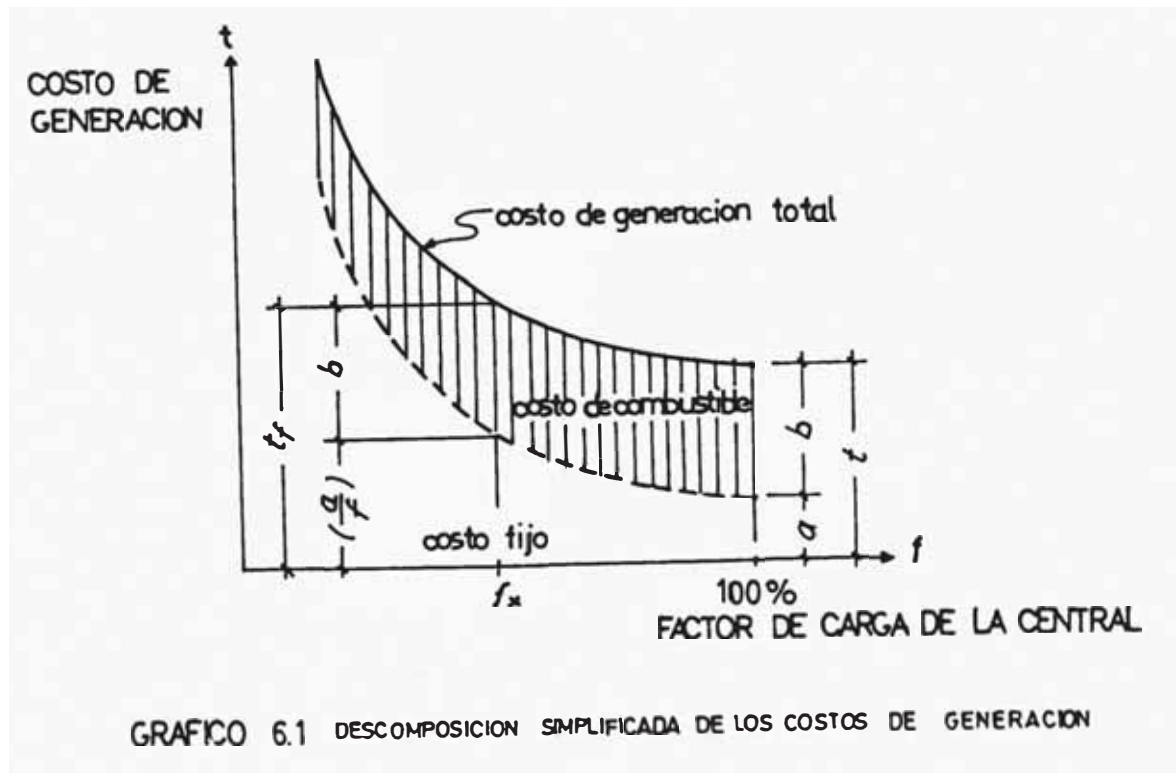
En lugar de trabajar con los valores absolutos de los costos, es interesante trabajar con valores reducidos de los costos, que forman adecuadas relaciones adimensionales para todos los casos similares. En el caso de los costos de generación, una de las cantidades adimensionales a ser considerada es el factor de carga (f). Otra cantidad puede ser el costo reducido de generación (γ), definida como la relación entre un valor particular del factor de carga (f) y el valor límite del costo de generación para $f=100\%$ y para la misma central (ver gráfico 6.1.)

$$\gamma = t_f / t_{100} \quad (2)$$

El tercer parámetro adimensional a ser introducido es la participación correspondiente al gasto de combustible en los costos de generación, también para $f=100\%$. Ver Gráfico 6.1.

$$x = b/t \quad b/(b + a) \quad (3)$$

donde b es el costo de combustible por unidad de producción (en KW-h).



6.1.4 Construcción de Diagramas de Valores Reducidos

Los valores de y (costo reducido de generación cuando es comparada al costo límite - para $f = 100\%$), como una función de f (factor de carga), son dados en la Tabla 6.2. para valores seleccionados del parámetro x , definido anteriormente. Se demuestra fácilmente que :

$$y = (1/f) (1 + x(1-f)) = x + (1-x)/f \quad (4)$$

El diagrama (Gráfico 6.2.) ha sido construido teniendo en cuenta la ventaja de las escalas logarítmicas.

Para el valor particular del parámetro $x = 0$ se abarca todos los casos de centrales hidráulicas, incluyendo las líneas de transmisión que llevan la energía a los centros de consumo.

En el diagrama se puede observar que, la variación de los costos de generación de cualquier central hidráulica es dada por la recta de 45° de pendiente.

Los valores bajos de x (entre 0.2 a 0.35) relaciona a las centrales nucleares. Los valores medios y altos de x (de 0.5 a 0.7) incluso valores cercanos a 0.8 representa a las centrales térmicas convencionales.

Las curvas del diagrama muestran claramente en forma resumida las características particulares de cada tipo de central. Entre al

gunos puntos citaremos los siguientes :

- La variación mayor en los costos de generación se da en el caso de centrales hidráulicas; aceptando los principios presentados anteriormente, los costos de generación son inversamente proporcionales al factor de carga. Por ejemplo, si $f=50\%$ entonces el costo es el doble de lo que sería para $f = 100\%$.

- Para centrales nucleares (x menores que 0.35), los costos de generación varían considerablemente con el factor de carga, pero son menores que para el caso de centrales hidráulicas; la variación es análoga para el caso de las centrales térmicas convencionales (x alrededor de 0.5), pero es mucho menos acentuada. Además, la influencia del tamaño de la central puede ser observada, el parámetro x será grande para grandes potencias que para pequeñas potencias del mismo sistema en efecto, la economía de escala reduce la inversión de capital unitario (US \$/KW instalado), y esto eleva la participación de los costos de combustible.

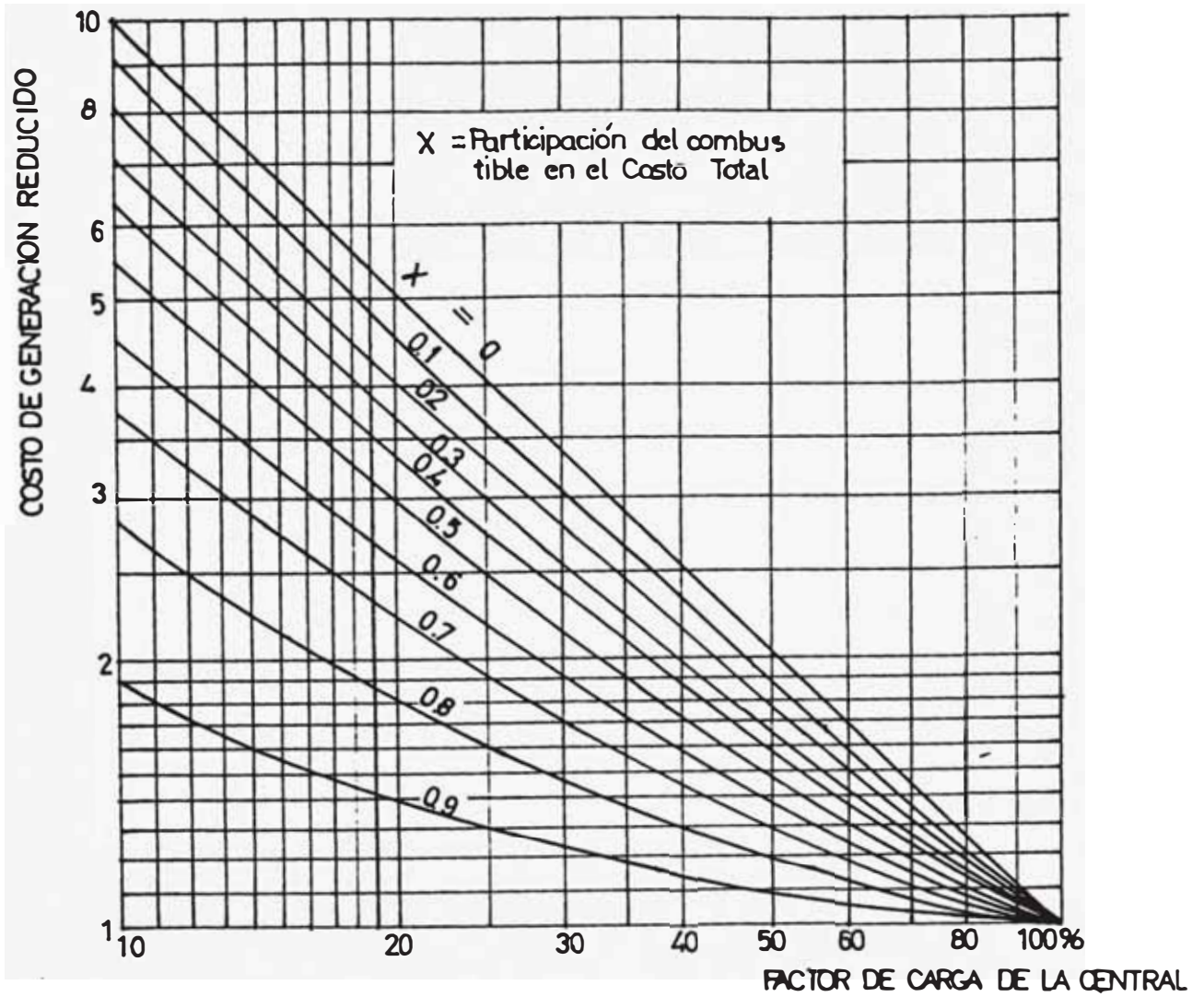


GRAFICO 6.2 VALORES REDUCIDOS DE LOS COSTOS DE GENERACION
Elaborados con datos de la tabla 6.2.

**TABLA 6.2. VALORES DE y (COSTO DE GENERACION REDUCIDA) EN FUNCION DEL FACTOR DE CARGA
(f) Y DE LA PARTICIPACION DEL COMBUSTIBLE (x) EN EL COSTO DE GENERACION
(para $f = 100\%$)**

$x =$ $f\%$	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
100	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
90	1.1	1.089	1.078	1.067	1.056	1.044	1.033	1.022	1.011	1.0
80	1.225	1.2	1.175	1.15	1.125	1.1	1.075	1.05	1.025	1.0
70	1.286	1.343	1.3	1.257	1.214	1.156	1.129	1.086	1.043	1.0
60	1.6	1.533	1.457	1.4	1.333	1.2	1.267	1.133	1.067	1.0
50	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1	1.0
40	2.35	2.2	2.05	1.9	1.75	1.6	1.45	1.3	1.15	1.0
30	3.1	2.867	2.633	2.4	2.167	1.933	1.7	1.467	1.233	1.0
20	4.6	4.2	3.8	3.4	3.0	2.6	2.2	1.8	1.4	1.0
10	9.1	8.2	7.3	6.4	5.5	4.6	3.7	2.8	1.9	1.0

6.1.5 Integración de una Unidad Térmica Convencional o Nuclear a alguno de los Sistemas Eléctricos Nacionales

La selección del tamaño de la unidad sea optativo y si tenemos al Sistema Interconectado Centro Norte, el tamaño puede estar en el rango de 100 a 900 Mw. (considerando la posible sustitución de una central de catálogo eléctrico por una nuclear). Para el estudio seguiremos las pautas presentadas anteriormente.

Los valores de x (la participación del gasto de combustible en los costos de generación para $f = 100\%$) se presentarán en la Tabla 6.2. con diferentes tipos de unidades térmicas a carbón, petróleo y nucleares. Los valores actuales presentados en la Tabla 6.5 tanto para los costos fijos anuales como para los costos de generación, no son tomados directamente de datos proporcionados por el IAEA (International Atomic Energy Agency, - Viena), donde el factor de carga es 70%. En la tabla 6.5. y en el gráfico 6.3. están referidos el factor de carga $f = 100\%$, los cálculos se realizaron de acuerdo a las fórmulas mencionadas anteriormente.

Para la construcción del gráfico se tomaron en cuenta centrales nucleares de potencias comprendidas entre 100 y 900 Mw(e) (Ver Tabla 6.3.), centrales a carbón de 300, 600 y 900 MW(e) y centrales a petróleo de 300,

600 y 900 MW(e). En cuanto a las centrales hidráulicas, ya en el gráfico están representados por la línea recta de 45° de pendiente (incluyen costos de inversión de las líneas de transmisión). Los puntos más representativos han sido considerados a $f = 100\%$, $f = 20\%$ y $f = 50\%$.

Del Gráfico se puede observar la jerarquía de las centrales para ser incorporados al sistema eléctrico Centro Norte cuando se va a expandir el sistema.

Las Centrales Hidráulicas están en primer orden, le siguen las centrales nucleares y luego las centrales a carbón y a petróleo, mayor detalle acerca de la discusión para adoptar una u otra alternativa se verá en la próxima sección.

En la Tabla 6.3. se resume los costos de generación total para diferentes tipos de centrales, los datos fueron facilitados por el IAEA (International Atomic Energy Agency, Viena).

TABLA 6.3. COSTOS DE GENERACION TOTALES PARA DIFERENTES TIPOS DE CENTRALES (Mills/KW.h)

(1) Nucleares.

TAMAÑO (MW)	COSTOS DE GENERACION*		
	BAJO	ALTO	PROMEDIO
100	91.30	150.35	120.83
200	72.85	102.35	87.60
300	63.40	80.80	72.10
400	55.60	79.60	67.60
600	52.40	71.15	61.78
900	45.80	61.20	53.50
1200	40.85	53.90	47.375

* Factor de Carga ; 70%

(2) A Carbón.

TAMAÑO (MW)	COSTOS DE GENERACION		
	30\$/t	60\$/t	90\$/t
300	42.95	60.00	70.70
600	43.65	53.80	64.50
900	40.35	51.10	61.80
1000	38.30	49.00	59.70

*Factor de carga : 70%

(3) A petróleo

TAMAÑO (MW)	COSTOS DE GENERACION		
	25\$/bb1	35\$/bb1	45\$/bb1
300	77.75	96.00	114.25
600	61.60	89.85	108.10
900	69.45	87.70	105.95

* Factor de carga : 70%.

En la Tabla 6.4. se resume los costos de combustible para diferentes tipos de centrales, los datos también fueron proporcionados por el IAEA.

TABLA 6.4. COSTOS DE COMBUSTIBLE PARA DIFERENTES TIPOS DE CENTRALES (Mills/KW-h)

Todos los Tamanos	Nuclear	PRECIO DEL CARBON			PRECIO DEL PETROLEO		
		30\$/t	60\$/t	90\$/t	25\$/bb1	35\$/bb1	45\$/bb1
10.0		10.70	21.45	35.70	45.65	54.75	82.15

6.1.6 Análisis de la Competitividad de Centrales -
Convencionales y Nucleares

Para poder comparar las economías de dos o más centrales que son de diferentes tipos (hidráulicas, térmicas, convencionales y nucleares y éstos pueden incluir diferentes tipos de reactores), la competitividad es generalmente evaluada para un valor de carga que es la misma para todas las centrales.

Si las centrales son destinadas para operar a diferentes valores del factor de carga y el gasto de combustible es diferente para cada tipo de central ya no será necesario realizar una comparación en términos de costos anuales y para un particular valor del factor de carga. En efecto, la competitividad es obviamente dada por la siguiente ecuación :

t_f (costo de generación en una central para un valor particular de f) = t'_f (costo de generación en otra central para otro valor particular de f').

Esta ecuación puede escribirse :

$$t \cdot y = t' \cdot y' \quad (5)$$

Los valores de t y t' son fácilmente calculables (sabemos que $t=a+b$ según la definición dada en la sección 6.1.3). Los valores de y y y' pueden ser tomados del gráfico 6.3 donde se presentan las curvas correspondientes a x y x' .

A partir de la ecuación (5) se puede deducir :

$$A \left(\frac{1}{f} + \frac{x}{1-x} \right) = A' \left(\frac{1}{f'} + \frac{x'}{1-x'} \right) \quad (6)$$

Donde A y A' son los costos fijos anuales (expresado en US \$/KW- año).

Seguidamente se presentan diferentes casos aplicando el método arriba descrito. Presentaremos los siguientes casos :

TABLA 6.5.

TAMA NO (MW)	Costos en Mills./Kw.h.					X= b t ₁₀₀	Cost.red.de Gen.		
	Cost. Comb. b	Cost. Gen. t ₇₀	Cost. Fijo A ₇₀	Cost. Fijo a ₁₀₀	Cost. Gen. t ₁₀₀		Y 10%	Y 20%	Y 50%
NU-100	10.0	120.83	110.83	77.58	87.58	0.11	9.01	4.56	1.89
NU-200	10.0	87.60	77.60	54.32	64.32	0.16	8.56	4.36	1.84
NU-300	10.0	72.10	62.10	43.47	53.47	0.19	8.29	4.24	1.81
NU-400	10.0	67.60	57.60	40.32	50.32	0.20	8.2	4.2	1.80
NU-600	10.0	61.78	51.78	36.25	46.25	0.22	8.02	4.12	1.78
NU-900	10.0	53.50	43.50	30.45	40.45	0.25	7.75	4.00	1.75
<u>CA-300</u>									
30\$/t	10.70	42.95	32.25	22.58	33.28	0.32	7.12	3.72	1.68
60\$/t	21.45	60.00	38.55	26.99	48.44	0.44	6.04	3.29	1.56
90\$/t	35.70	70.70	35.00	24.5	60.20	0.59	4.69	2.64	1.41
<u>CA-600</u>									
30\$/t	10.70	43.05	32.35	22.65	33.35	0.32	7.12	3.72	1.68
60\$/t	21.45	53.80	32.35	22.65	44.10	0.49	5.59	3.04	1.51
90\$/t	35.70	64.50	28.80	20.16	55.86	0.64	4.24	2.44	1.36
<u>CA-900</u>									
30\$/t	10.70	40.35	29.65	20.76	31.46	0.34	6.94	3.64	1.66
60\$/t	21.45	51.10	29.65	20.76	42.21	0.51	5.41	2.96	1.49
90\$/t	35.70	61.80	26.10	16.17	51.87	0.69	3.79	2.24	1.31
<u>PE-300</u>									
25\$/bb1	45.65	77.75	32.10	22.47	68.12	0.67	3.97	2.32	1.33
35\$/bb1	54.75	96.00	41.25	28.88	83.63	0.65	4.15	2.40	1.35
45\$/bb1	82.15	114.25	32.10	22.47	104.62	0.79	2.89	1.84	1.21
<u>PE-600</u>									
25\$/bb1	45.65	61.60	15.95	11.16	56.81	0.80	2.80	1.80	1.20
35\$/bb1	54.75	89.85	35.10	24.57	79.32	0.69	3.79	2.24	1.31
45\$/bb1	82.15	108.10	25.95	18.17	100.32	0.82	2.62	1.72	1.18
<u>PE-900</u>									
25\$/bb1	45.65	69.45	23.80	16.66	62.31	0.73	3.43	2.08	1.27
35\$/bb1	54.75	87.70	32.95	23.07	77.82	0.69	2.79	2.24	1.31
45\$/bb1	82.15	105.95	23.80	16.66	98.81	0.83	2.53	1.68	1.17

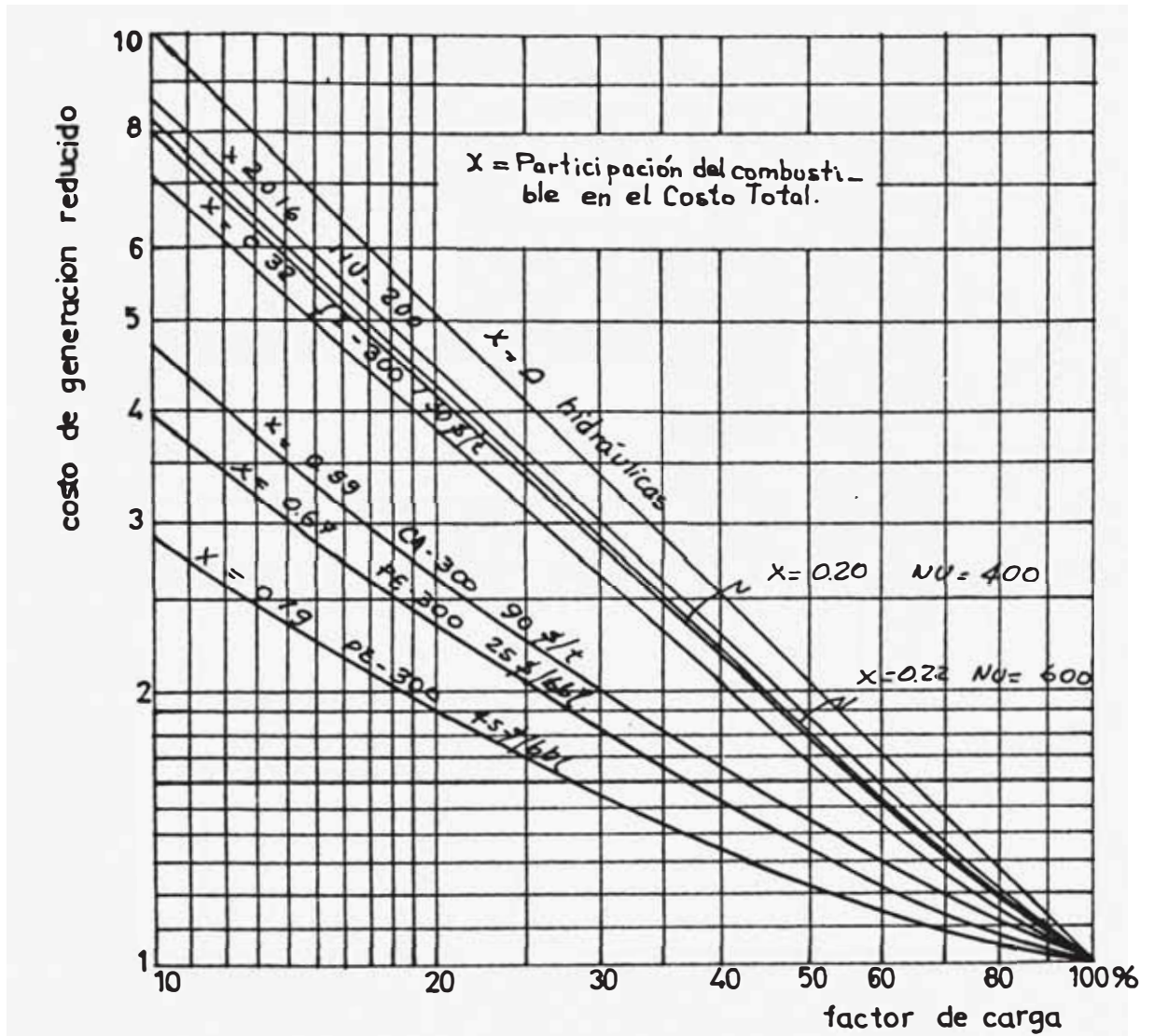


GRAFICO 6.3 VALORES REDUCIDOS DE LOS COSTOS DE GENERACION ELABORADOS CON DATOS DE LA TABLA 6.5

TABLA 6.6

		Costo Fi- Jo a 1 0 0	(A) \$/Kw - año
NU-100		77.58	679.60
NU-200		54.32	475.84
NU-300		43.47	380.79
NU-400		40.32	353.20
NU-600		36.25	317.55
NU-900		30.45	266.74
CA-300	30 \$/t	22.58	197.80
	60 \$/t	26.99	236.43
	90 \$/t	24.50	214.62
CA-600	30 \$/t	22.65	198.41
	60 \$/t	22.65	198.41
	90 \$/t	20.16	176.60
CA-900	30 \$/t	20.76	181.86
	60 \$/t	20.76	181.86
	90 \$/t	16.17	141.64
PE-300	25 \$/bbl	22.47	196.83
	35 \$/bbl	28.88	252.98
	45 \$/bbl	22.47	196.83
PE-600	25 \$/bbl	11.16	97.76
	35 \$/bbl	24.57	215.23
	45 \$/bbl	18.17	159.16
PE-900	25 \$/bbl	16.66	145.94
	35 \$/bbl	23.07	202.09
	45 \$/bbl	16.66	145.94

- a) Dadas las plantas NU-100 y CA-300(30) cuyos parámetros económicos se muestran en las Tablas 6.5. y 6.6. se desea encontrar el factor de carga en el que ambas son competitivas y encontrar la planta hidráulica competitiva con las otras dos (Ver Tabla 6.7, 6.8, 6.9.)

TABLA 6.7.

Tipo de Planta	x	A \$/KW-año	Mills/KWh (100%)			Factor de Carga
			a	b	t	
NU-100	0.11	679.6	77.58	10	87.58	- - -
CA-300(30)	0.32	197.8	22.58	10.7	33.28	- - -
HIDRO	0.00	---	---	00.0	---	- - -

En este caso se observa que no existe competitividad para ningún factor de carga, y por lo tanto no se puede encontrar una planta hidráulica competitiva con las otras dos plantas (NU-400 y CA-300).

- b) Sean ahora las plantas NU-400 y CA-300, los parámetros económicos se muestran en la Tabla 6.8.

TABLA 6.8.

Tipo de Planta	x	A \$/KW-Año	Mills/KWh(100%)			Factor de Carga		
			A	b	t	75%	62.8%	40%
NU-400	0.2	353.20	40.32	10.00	50.32	63.76	74.20	110.8
CA-300(30)	0.59	214.62	24.16	35.70	55.86	67.91	74.20	96.1
HIDRO	0.00	408.65	46.65	0.00	46.65	62.2	74.2	116.63

y CA-300(90) son competitivos a un factor de carga de 63% y la hidráulica que puede competir con ellos tendría un costo de generación de 408.65 \$/KW-año ó - 46.65 mills/KW.h.

c) Como tercera aplicación del método tenemos las plantas NU-600 y CA-300(90). Ver Tabla 6.9.

TABLA 6.9.

Tipo de Planta	x	A	Mills/Kw.h(100%)			Factor de Carga		
		\$/KW-año	a	b	t	60%	47%	35%
NU-600	0.22	317.55	36.25	10	46.25	70.42	87.12	113.57
CA-300	0.59	214.62	24.16	35.70	55.06	75.96	87.12	104.73
HIDRO	0.00	359.65	41.06	00.00	41.06	68.43	87.12	117.314

Estos ejemplos ilustran el comportamiento cualitativo y cuantitativo de las centrales al variar el factor de carga, es decir: cualquier incremento en el factor de carga favorece a las centrales hidráulicas con relación a las centrales térmicas convencionales y favorece a las centrales nucleares con relación a las centrales térmicas convencionales.

6.2. Sistemas Ideales de Generación

Intentando discutir en general el costo unitario de energía producida y más en particular para investigar la influencia de las centrales nucleares so-

bre el costo unitario, un sistema ideal de producción de electricidad es definido en este capítulo - con la ayuda de este sistema, un sistema con unidades convencionales y un sistema integrado de unidades convencionales y nucleares serán analizadas.

6.2.1 Parámetros de un Sistema Ideal de Producción de Electricidad

Un sistema ideal de producción es un sistema en el que las siguientes hipótesis son válidas :

- El sistema tiene una constante tasa de crecimiento.
- El tamaño de cada nueva unidad es una fracción fija del sistema.
- Las nuevas unidades son introducidas en intervalos constantes de tiempo.
- Las unidades son removidas del sistema después de cumplida su vida útil, que es la misma para todas las unidades.

Si asumimos :

P_n = Potencia de la unidad próxima a ser puesta en operación.

$P_{n-1} - P_{n-k}$ = Potencia de las unidades en el sistema.

l = Tiempo de vida de las unidades en años.

k = Número de unidades en el sistema.

$P_{tot} = \sum_{n-k}^{n-1} P_x$ = Potencia total del sistema.

$R = \frac{P_n}{P_{tot}}$ = Relación fija entre el tamaño de la nueva unidad y la potencia del sistema total.

g = Tasa de crecimiento en intervalo de tiempo entre la introducción de dos unidades así :

$$P_n = (1 + g) P_{n-1}$$

Luego :

$$R = 1 - \frac{g}{(1+g)^{-k}}$$

Además :

$$(1 + g)^k = (1 + h)^1, \text{ si } h = \text{crecimiento anual del sistema.}$$

6.2.2 Un Sistema de Producción Ideal para el País

Si consideramos el doblamiento de potencia instalada en un período de 10 años y una vida útil de las unidades $l = 30$ años. Además queremos que R esté lo más cerca posible a 0.1.

Por lo tanto:

$$(1 + h)^{10} = 2 \quad (\text{ver la notación sección 6.2.1.})$$

$$(1 + h)^{30} = 8 = (1 + g)^k$$

$$R = \frac{g}{1 - \frac{1}{8}} = \frac{8}{7} g$$

$$g = \frac{7}{8} R = 0.0875 \quad \text{como } R \rightarrow 0.1$$

$$(1 + g)^k = 1.0875^k = 8$$

$$k = 24.8$$

Por razones prácticas nosotros cambiamos $k=24$ luego:

$$(1 + g)^{24} = 8$$

$$g = 0.0905$$

$$R = 8/7 \cdot 0.0905 = 0.103$$

que es muy ajustado al valor - deseado.

Desde que el intervalo de tiempo entre la introducción de dos unidades :

$$1/k = 30/24 = 1\frac{1}{2} \text{ año, cada 15 meses una nueva unidad es puesta en operación.}$$

Por variación de R los siguientes - sistemas son posibles cuando :

$$(1 + h)^{10} = 2 \text{ y } 1 = 30 \text{ años}$$

R	K	1/k.12
0.10344	24	15
0.08203	30	12
0.06796	36	10
0.06098	40	9
0.05405	45	8
0.04030	60	6
0.03349	72	5
0.02671	90	4

Los "sistemas realistas" son aquellas en los que :

$$K = 45, 60 \text{ ó } 72.$$

Considerando las hipótesis arriba indicada y con un sistema de 72 unidades analizamos la composición ideal de un sistema para el país, considerando que las necesidades de potencia instalada en el Perú hasta el año - 2000, podría estar en el rango de 7000 a 8600 MW. En la Tabla 6.10 se muestra la composición ideal del sistema de generación (p total

= 8600 MW). Se observa también que la unidad de máxima potencia es de 279.76 MW la unidad de menor potencia es de 36 MW. Como se ha supuesto que las unidades son integradas al sistema cada 15 meses. tiempo compatible con el crecimiento del sistema (7% anual). Ahora bien, el tiempo de 15 meses en realidad es una incompatibilidad con los tiempos de construcción, montaje, etc. y más aún con los estudios previos de emplazamiento, hidrológicos, etc. Pero, el sistema ideal puede permitir determinar el catálogo eléctrico de largo plazo si lo usamos por bloques, es decir adecuamos las alternativas de expansión del sistema eléctrico nacional a la composición ideal del sistema.

Si aumentamos el número de unidades al sistema ideal, la adecuación o adaptación del sistema real al sistema ideal resulta más práctica.

Si ahora consideramos sólo el incremento de 5620 MW a 6000 MW de potencia hidráulica instalada para el período 1985-200, y con las mismas hipótesis arriba indicadas, obtenemos la composición ideal del sistema hidroeléctrico con 72 y 45 unidades para una potencia total de 6000 MW, para el sistema de 72 unidades la unidad de mayor potencia es 195.2 MW y la de menor es de 25.12 MW. (Ver Tabla 6.11).

Para el sistema de 45 unidades la unidad de mayor potencia es de 309.7 MW y la de menor es de 40.56 MW. (Ver Tabla 6.12).

TABLA 6.10 SISTEMA ELECTRICO IDEAL PARA EL PAIS

($P_{tot} = 8600$ MW) (Caso I)

N	Pn			N	Pn		
	$P_x = 1$	$P_{tot} = 1$	$P_{tot} = 8600$		$P_x = 1$	$P_{tot} = 1$	$P_t = 8600$
01	0.9715	0.03253	279.76	37	0.3435	0.01159	98.93
02	0.9439	0.03169	271.76	38	0.3337	0.01118	96.11
03	0.9170	0.03071	264.10	39	0.3742	0.01086	93.37
04	0.8909	0.02983	256.54	40	0.3150	0.01055	90.72
05	0.8655	0.02898	249.23	41	0.3060	0.01025	88.12
06	0.8409	0.02816	242.18	42	0.2973	0.00995	85.62
07	0.8170	0.02736	235.30	43	0.2888	0.00967	83.17
08	0.7937	0.02658	228.59	44	0.2806	0.00939	80.81
09	0.7711	0.02582	222.16	45	0.2726	0.00913	78.52
10	0.7492	0.02509	215.77	46	0.2649	0.00887	76.29
11	0.7278	0.02437	209.61	47	0.2573	0.00867	74.10
12	0.7071	0.02368	203.64	48	0.2500	0.00837	72.00
13	0.6870	0.02300	197.80	49	0.2429	0.008134	69.95
14	0.6674	0.02235	192.21	50	0.2360	0.007903	67.96
15	0.6434	0.02171	186.71	51	0.2293	0.007679	66.04
16	0.6300	0.021097	181.43	52	0.2227	0.007458	64.14
17	0.6120	0.02049	176.21	53	0.2164	0.007247	62.32
18	0.5946	0.01991	171.24	54	0.2102	0.007039	60.54
19	0.5777	0.01934	166.32	55	0.2042	0.006838	58.81
20	0.5612	0.01879	161.59	56	0.1984	0.006644	57.14
21	0.5453	0.01826	157.04	57	0.1928	0.006456	55.52
22	0.5297	0.01774	152.56	58	0.1873	0.006272	53.94
23	0.5147	0.01724	148.26	59	0.1820	0.006095	52.42
24	0.5000	0.01674	143.96	60	0.1768	0.005912	50.92
25	0.4858	0.01627	139.92	61	0.1717	0.005750	49.45
26	0.4719	0.01580	135.88	62	0.1669	0.005589	48.07
27	0.4585	0.01535	132.01	63	0.1621	0.005428	46.68
28	0.4454	0.01492	128.31	64	0.1575	0.005274	45.36
29	0.4328	0.01449	124.61	65	0.1530	0.005124	44.07
30	0.4204	0.01408	121.09	66	0.1487	0.004980	42.83
31	0.4085	0.01368	117.65	67	0.1444	0.004836	41.59
32	0.3969	0.01329	114.29	68	0.1403	0.004698	40.40
33	0.3856	0.01291	110.03	69	0.1363	0.004564	39.25
34	0.3746	0.01254	107.84	70	0.1324	0.004435	38.13
35	0.3639	0.01218	107.84	71	0.1287	0.00431	37.07
36	0.3536	0.011841	101.83	72	0.1250	0.004186	36.00

TABLA 6.11. SISTEMA ELECTRICO IDEAL PARA EL PAIS

($P_{tot} = 6000$ MW) (Caso II)

N	Pn			N	Pn		
	$P_x = 1$	$P_{tot} = 1$	$P_{tot} = 6000$		$P_x = 1$	$P_{tot} = 1$	$P_{tot} = 6000$
01	0.9715	0.032534	195.20	37	0.3435	0.011503	69.02
02	0.9439	0.031609	189.66	38	0.3337	0.011175	67.05
03	0.9170	0.030709	184.25	39	0.3242	0.010857	65.14
04	0.8909	0.029834	179.01	40	0.3150	0.010549	63.29
05	0.8655	0.028984	173.90	41	0.3060	0.010247	61.48
06	0.8409	0.028160	168.96	42	0.2973	0.009956	59.74
07	0.8170	0.027360	164.16	43	0.2888	0.009671	58.03
08	0.7937	0.026579	159.48	44	0.2806	0.009397	56.38
09	0.7711	0.025823	154.94	45	0.2726	0.009129	54.77
10	0.7492	0.025089	150.54	46	0.2649	0.008871	53.23
11	0.7278	0.024373	146.24	47	0.2573	0.008616	51.70
12	0.7071	0.023679	142.08	48	0.2500	0.008372	50.23
13	0.6870	0.023006	138.04	49	0.2429	0.008134	48.81
14	0.6674	0.022350	134.10	50	0.2360	0.007903	47.42
15	0.6484	0.021714	130.28	51	0.2293	0.007679	46.07
16	0.6300	0.021097	126.59	52	0.2227	0.007458	44.75
17	0.6120	0.020495	122.97	53	0.2164	0.007247	43.48
18	0.5946	0.019912	119.47	54	0.2102	0.007039	42.24
19	0.5777	0.019346	116.08	55	0.2042	0.006838	41.03
20	0.5612	0.018793	112.76	56	0.1984	0.006644	39.86
21	0.5453	0.018261	109.57	57	0.1928	0.006456	38.74
22	0.5297	0.017739	106.43	58	0.1873	0.006272	37.63
23	0.5147	0.017236	103.42	59	0.1820	0.006095	36.57
24	0.5000	0.016744	100.47	60	0.1768	0.005921	35.52
25	0.4858	0.016268	97.61	61	0.1717	0.005750	34.50
26	0.4719	0.015803	94.82	62	0.1669	0.005589	33.54
27	0.4585	0.015354	92.13	63	0.1621	0.005428	32.57
28	0.4454	0.014916	89.49	64	0.1575	0.005274	31.65
29	0.4328	0.014494	86.96	65	0.1530	0.005124	30.74
30	0.4204	0.014078	84.47	66	0.1487	0.004980	29.88
31	0.4085	0.013680	82.08	67	0.1444	0.004836	29.01
32	0.3969	0.013291	79.75	68	0.1403	0.004698	28.19
33	0.3856	0.012913	77.48	69	0.1363	0.004564	27.39
34	0.3746	0.012545	75.27	70	0.1324	0.004434	26.60
35	0.3639	0.012186	73.12	71	0.1287	0.004310	26.86
36	0.3536	0.011841	71.05	72	0.1250	0.004186	25.12

TABLA 6.12. SISTEMA ELECTRICO IDEAL PARA EL PAIS ($P_{tot}=6000$ MW)

Pn			Pn			Pn					
N	$P_x = 1$	$P_{tot}=1$	$P_{tot} = 6000$	N	$P_x = 1$	$P_{tot}=1$	$P_{tot} = 6000$	N	$P_x = 1$	$P_{tot}=1$	$P_{tot} = 6000$
01	0.9548	0.05161	309.66	16	0.4774	0.02580	154.8	31	0.2378	0.01285	77.10
02	0.9117	0.04928	295.68	17	0.4559	0.02464	147.84	32	0.2279	0.01232	73.92
03	0.8706	0.04705	282.30	18	0.4352	0.02352	141.12	33	0.2176	0.01176	70.56
04	0.8312	0.04493	269.58	19	0.4156	0.02246	134.76	34	0.2078	0.01123	67.38
05	0.7937	0.04290	257.40	20	0.3969	0.02145	128.70	35	0.1948	0.01053	63.18
06	0.7579	0.04096	245.76	21	0.3789	0.02047	122.82	36	0.1895	0.01024	61.44
07	0.7237	0.03912	234.72	22	0.3618	0.01956	117.36	37	0.1809	0.00978	58.68
08	0.6909	0.03734	224.04	23	0.3454	0.01867	112.02	38	0.1727	0.00933	55.98
09	0.6598	0.03566	213.96	24	0.3298	0.01782	106.92	39	0.1649	0.00891	53.46
10	0.6299	0.03405	204.30	25	0.3150	0.01703	102.18	40	0.1575	0.00851	51.06
11	0.6015	0.03251	195.06	26	0.3008	0.01625	97.50	41	0.1504	0.00813	48.78
12	0.5744	0.03105	186.3	27	0.2871	0.01552	93.12	42	0.1436	0.00776	46.56
13	0.5484	0.02964	177.84	28	0.2742	0.01482	88.92	43	0.1371	0.00741	44.46
14	0.5237	0.02831	169.86	29	0.2618	0.01415	84.90	44	0.1309	0.00708	42.48
15	0.5000	0.02703	162.18	30	0.2500	0.0135	81.00	45	0.125	0.00676	40.56

Sin embargo, el hecho de analizar el incremento de 6000 MW (1985-2000) de potencia instalada hidráulica, no implica necesariamente que las unidades sean hidráulicas si bien es cierto que los 6000 MW, deben ser cubiertos con unidades hidráulicas; justamente la composición ideal podría en cierta forma distribuir la composición del sistema sea por bloques (tomando unidades consecutivas hasta alcanzar la potencia de la alternativa que se tiene) o sea por aumento de unidades del sistema.

Para las siguientes secciones serán consideradas como unidades convencionales las hidráulicas y las térmicas que queman carbón y petróleo.

6.2.3 La curva de duración de carga

Muchos modelos matemáticos son dados para la curva de duración de carga. Cualquiera de estos modelos que pueden ser integrados pueden ser usados para calcular el tiempo de operación de las unidades individuales de producción en el sistema ideal.

En este capítulo el más simple, una línea recta es usada con buena aproximación, el área sombreada de esta figura corresponde a la energía producida. (Ver gráficos 6.4)

Sin embargo, la curva de duración no debe ser usada para pronosticar el tiempo de operación de las unidades de producción en el sistema. Si se procede así las unidades de base pueden tener un factor de carga igual a

1. Esto sin embargo, es técnicamente imposible desde que una unidad tiene que ser parada para mantenimiento y reparación, ejemplo para recambio de combustible o para inspección de turbina.

En un sistema consistente de unidades convencionales, la desviación resultante del uso de la curva de duración no es demasiado seria, desde que las unidades de base producen sólo durante un corto período de su vida y posteriormente serán usadas como centrales de picos. El factor de carga promedio durante la vida entera de la unidad es inafectada, si la tasa de crecimiento del sistema es igual a la tasa de interés (Ver Apéndice B).

En el caso de unidades nucleares, que operarán con un máximo factor de carga durante su vida entera, también altos períodos de operación se encontrarán si la curva de duración de carga no es corregida para el factor de carga máxima obtenible. Esta corrección puede ser hecha en varias etapas. En esto usamos el siguiente sistema :

La curva corregida que llamaremos curva de duración de carga de la central (considerada que la anterior curva es la curva de duración de carga), es paralelo con la curva de duración de carga del sistema hasta que el factor de carga alcanza el valor de x . El área bajo ambas curvas que es la energía producida, es la misma en ambos casos (Gráfico 6.5)

Observamos :

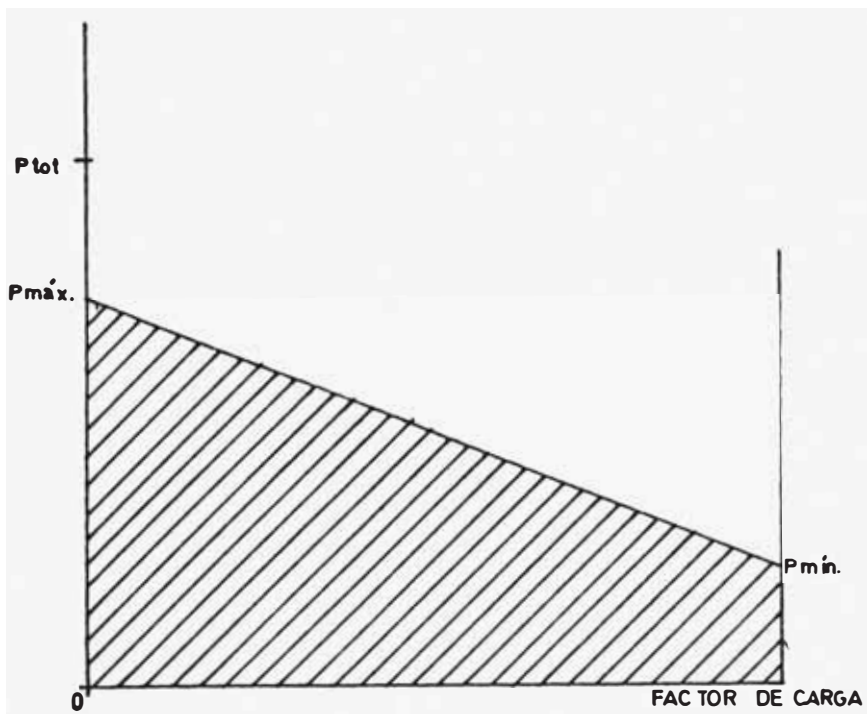


GRAFICO 6.4 CURVA DE DURACION DE CARGA DEL SISTEMA

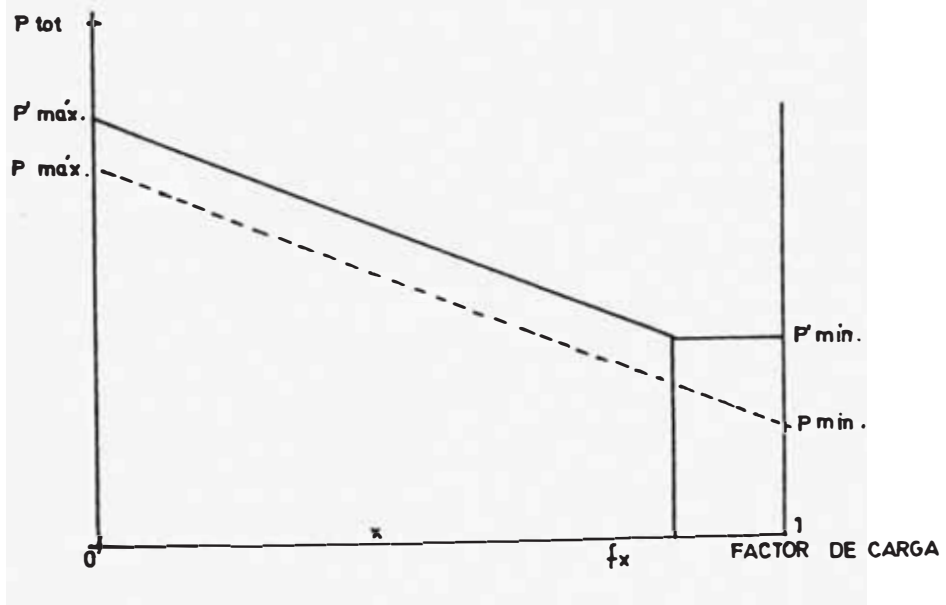


GRAFICO 6.5 CURVA DE DURACION DE CARGA DE LA CENTRAL

$$P'_{\max} = \left(\frac{P_{\max} + P_{\min}}{2x} \right) + \frac{x}{2} (P_{\max} - P_{\min})$$

$$P'_{\min} = \left(\frac{P_{\max} + P_{\min}}{2x} \right) + \frac{x}{2} (P_{\max} - P_{\min})$$

Ejemplo :

$$\text{Si } P_{\max} = 0.6 \quad P_{\min} = 0.2 \quad \text{y} \\ x = 0.8$$

Luego :

$$P'_{\max} = 0.66 \quad P'_{\min} = 0.34$$

Finalmente si se asume que esas curvas permanecen inalteradas a lo largo de los años. Durante el tiempo de vida de una unidad, encontramos que una unidad particular, forma parte de k diferentes sistemas. Después de cada período de $1/k$ años una nueva unidad vieja es removida de su lugar. Si hay sólo un solo tipo de unidades por ejemplo convencionales se asume que una nueva unidad es mejor que una vieja ya que tiene bajos costos variables y desde que serán usados como unidades de base. Por lo tanto asumimos que siempre en un período dado el factor de carga de la unidad $n - 1$ ($f_n > f_{n-1}$). Esto significa que podemos situar a las unidades en la curva de duración de carga en orden de edad (Gráfico 6.6.)

De este modo el factor de carga de una unidad dada en un período dado de tiempo puede ser hallada.

Por observación la misma unidad en subsecuentes períodos, el número de horas de operación durante su vida entera puede ser hallada.

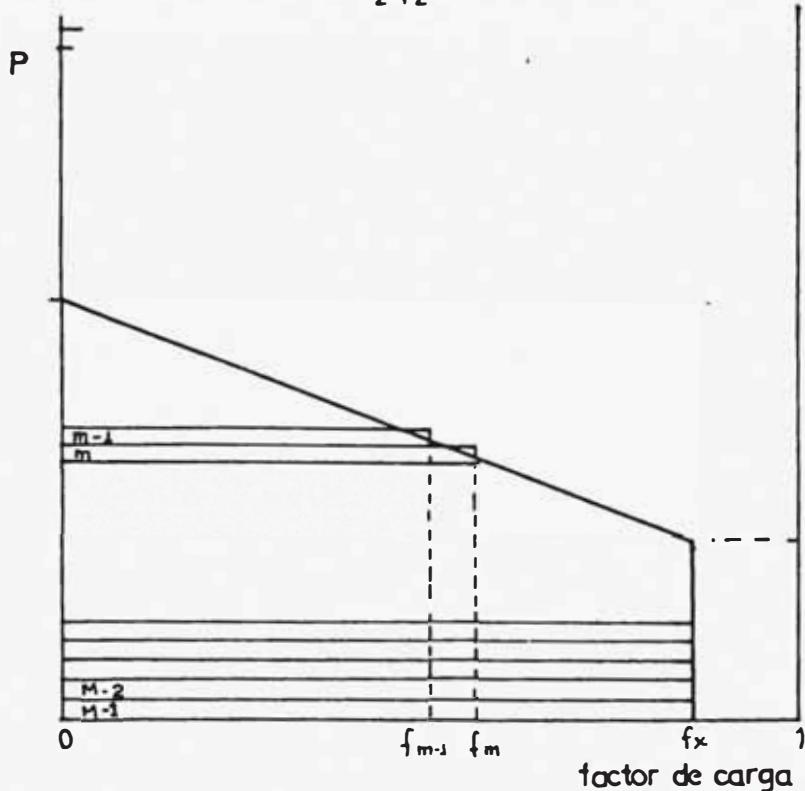


GRAFICO 6.6. UNIDADES CONVENCIONALES OPERANDO EN ORDEN DE EDAD

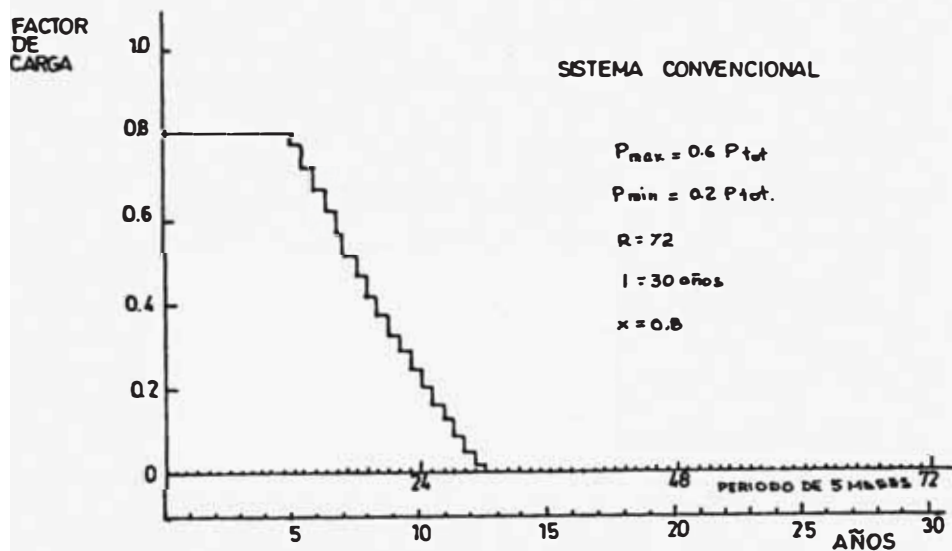


GRAFICO 6.7 FACTOR DE CARGA DE UNA CENTRAL EN FUNCION DEL TIEMPO

En el caso de un sistema que sólo tiene - unidades convencionales donde siempre $f_n > f_{n-1}$, el factor de carga como función del tiempo - es dado en el gráfico 6.7.

6.2.4 El costo por KWh

Para una unidad de generación el costo por KWh producido, es hallada como la suma del - costo fijo y el costo variable. El costo fi jo por KWh puede ser calculada por división del valor presente de todos los costos fijos (costos de construcción, operación, parte de mantenimiento, seguro, etc.), por el valor - actual de todos los KWh producidos. La mis- ma puede ser hallada por división del valor actual de todos los costos fijos por KW ins- talado por el valor actual del tiempo de ope- ración a plena carga. El tiempo de operación a plena carga es aquí definida como el tiem- po que dura una unidad operando a su máxima potencia para producir una determinada canti- dad de energía.

Para encontrar el costo fijo, el pronosti- cado factor de carga durante la vida de una unidad es por lo tanto de mayor importancia. En el gráfico 6.8 se muestra el valor actual, el tiempo de operación a plena carga en cada período de tiempo, y en el gráfico 6.9 el va- lor actual del tiempo de operación a plena - carga como una función de la edad.

Del gráfico 6.7 se puede observar fácil- mente que en el sistema el máximo factor de carga puede solamente ser alcanzada por una

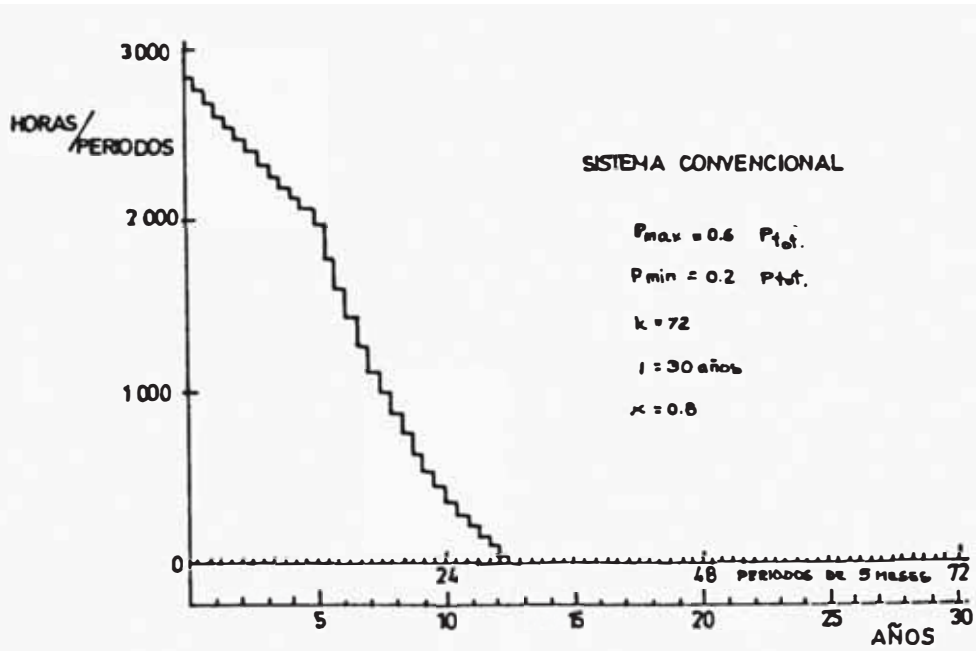


GRAFICO 6.8 VALOR ACTUAL DEL TIEMPO DE OPERACION A PLENA CARGA

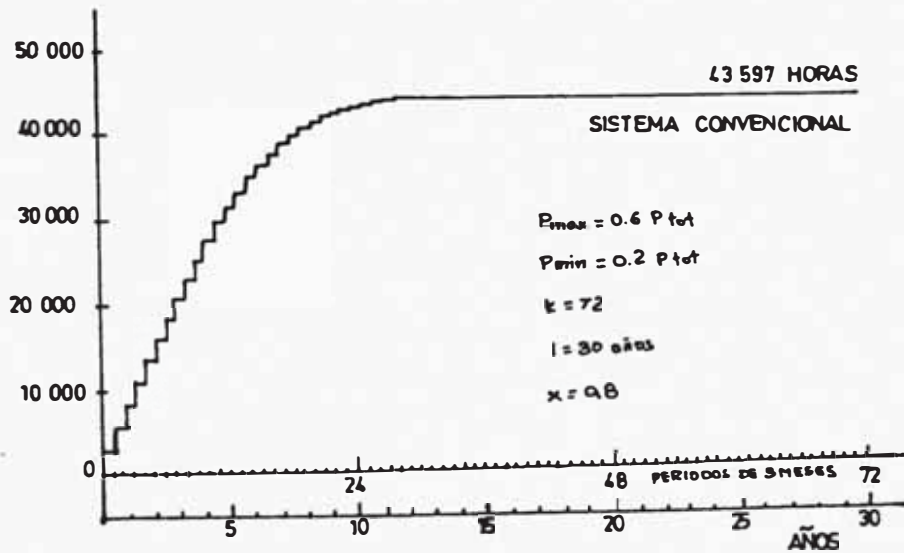


GRAFICO 6.9 VALOR ACTUAL TOTAL DEL TIEMPO DE OPERACION A PLENA CARGA

unidad durante los primeros 5 años de vida. Durante los próximos años la cantidad de energía producida decrece gradualmente y después de aproximadamente 12 años de vida ya no produce energía. En términos del valor actual total, esto significa que la cantidad total de 43597 horas es acumulado en los primeros 12 años.

Si suponemos que una unidad tiene un valor actual de costos fijos de \$140/KW y un costo variable de 3.5 mills/KWh, el costo del kWh puede ser hallado según :

$$\frac{140000}{43597} + 3.5 = 3.21 + 3.5 = 6.71 \text{ mills/KWh}$$

6.2.5 El Sistema Ideal con Unidades Convencionales y Nucleares

Cuando en el sistema de generación ideal son usadas unidades convencionales y nucleares las unidades no pueden ser ubicadas en la curva de duración de carga en orden de edad. Los costos variables de las unidades nucleares son inferiores respecto de las unidades convencionales, aún si éstos son tomados en operación en un tiempo posterior. Esto significa que, en el caso del sistema con tenga una o más unidades nucleares, una convencional nueva no se situará en el lugar donde se tuvo un alto factor de carga, pero sí seguirá a las unidades nucleares. Una unidad nuclear puede solo ser removida de su lugar por una nueva unidad nuclear con un ba

JO costo variable.

El valor actual total del período de operación a plena carga, ahora ya no es la misma para todas las unidades. Las unidades nucleares, que operan con altos factores de carga durante su vida entera, acumularán muchas más horas que las unidades convencionales de un sistema puramente convencional. Las unidades convencionales en el sistema combinado acumularán menores períodos de operación. En los gráficos 6.10 y 6.11 esto se muestra. En el gráfico 6.10 se observa la influencia de las cuatro unidades nucleares en un sistema con solo unidades convencionales (sistema nuclear I). En particular el tiempo de operación de las unidades convencionales que siguen inmediatamente a las unidades nucleares es considerablemente reducida. Posiblemente esta influencia decrece aún más conforme las unidades nucleares sean una fracción pequeña del continuo crecimiento del sistema. Un programa más realista es mostrado en el gráfico 6.11 donde las unidades nucleares y las unidades convencionales son construídas alternativamente en una secuencia de una unidad nuclear por dos unidades convencionales (sistema nuclear II). Las unidades nucleares tendrán altos períodos de operación de hecho desde el comienzo, permitiendo así el período de operación de las unidades convencionales gradualmente decrecerá la mitad del valor original.

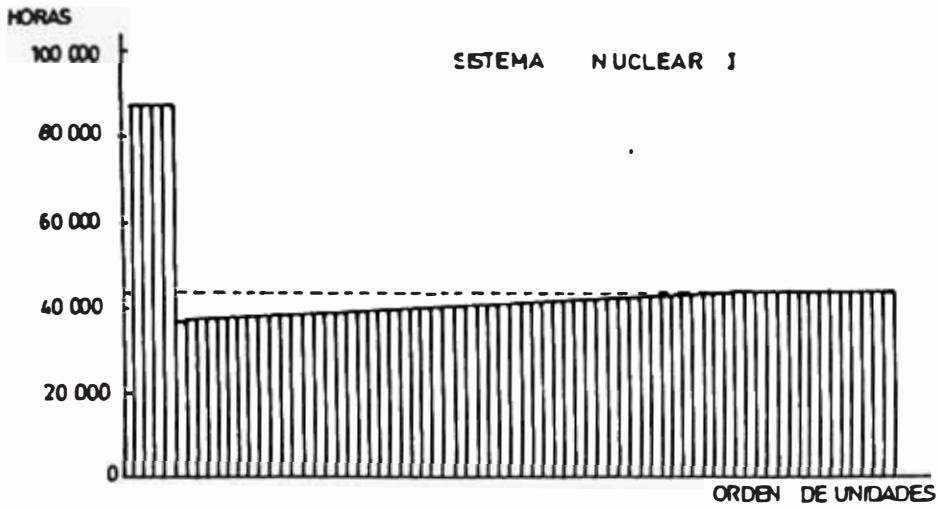


GRAFICO 6.10 VALOR ACTUAL TOTAL DEL TIEMPO DE OPERACION A PLENA CARGA PARA UNIDADES SUBSECUENTEMENTE CONSTRUIDAS

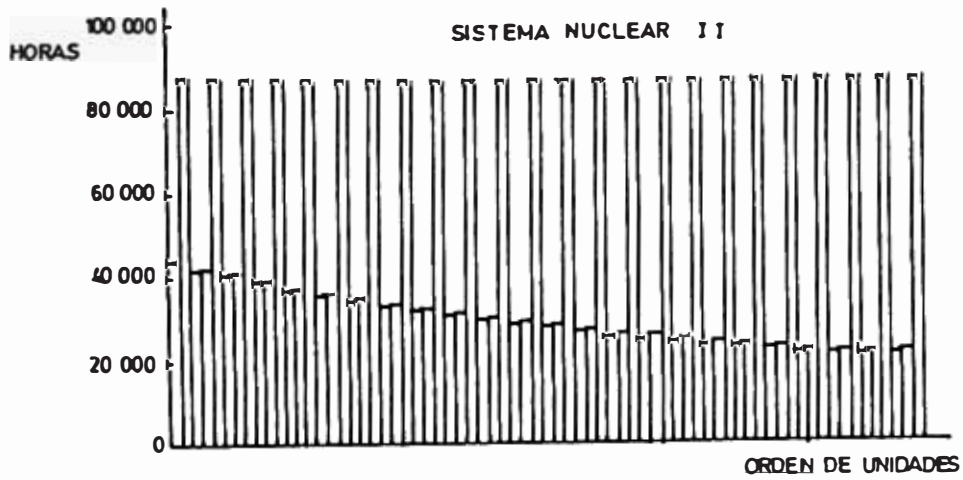


GRAFICO 6.11 VALOR ACTUAL TOTAL DEL TIEMPO DE OPERACION A PLENA CARGA PARA UNIDADES SUBSECUENTEMENTE CONSTRUIDAS

6.2.6 El Costo de la Electricidad en un Sistema Combinado

a) Primero la producción del costo por KWh es calculada para la unidad \underline{m}

$$C_m = \frac{K_m}{T_m} + C_v$$

en donde :

K_m = valor actual de todos los costos fijos por KW.

T_m = valor actual total del tiempo de operación a plena carga.

C_v = costos variables por KWh.

El costo total de producción para la unidad \underline{m} en el período \underline{p} es encontrado de :

$$C_m^p = C_m \cdot E_m^p$$

donde :

C_m = costo de generación por KWh para la unidad \underline{m} .

E_m^p = energía producida por la unidad \underline{m} - en el período \underline{p}

C_m^p = costo de producción total de la unidad \underline{m} en el período \underline{p} .

Luego el costo total de producción para todo el sistema en el período \underline{P} es :

$$C_{Sist}^p = \sum_{m=p-k+1}^{m=p} C_m^p$$

El costo promedio del KWh en todo el sistema en el período \underline{P} es luego :

$$C^p = \frac{C_{Sist}^p}{\sum_{m=p-k+1}^{m=p} E_m^p}$$

b) Para el cálculo de la producción de energía de una unidad m ver el Apéndice B.

Con el propósito de mostrar la variación de los costos de generación en los sistemas considerados como sistemas Nuclear I y II, consideramos los siguientes datos e indicativos :

a) Datos Generales :

$$P_{\max} = 0.6 P_{\text{tot}}$$

$$P_{\min} = 0.2 P_{\text{tot}}$$

$$f_x = 0.8$$

$$K = 72$$

$$l = 30 \text{ años}$$

$$h = 0.0718 = 7\%$$

tasa de interés para los cálculos de valor presente = 0.0718

b) Datos Económicos :

	Nuclear	Convencional
Costos fijos(valor presente)	\$ 275/KW	\$ 140/KW
Costos variables	1.5 mills/KWh	3.5 mills/KWh

Nueve tipos diferentes de unidades de producción puede ser usados en orden de mérito. Para cada una de las unidades el tiempo de operación a plena carga es calculada. Luego el costo promedio de un KWh en todo el sistema es calculada durante cada período. Los resultados típicos son mostrados en los gráficos 6.12 y 6.13 para los sistemas nucleares anteriormente descritos. Estos gráficos muestran que el costo promedio de un KWh, cal

culado sobre el método descrito, fluctúa. Esto es obvio desde que una unidad nuclear inicialmente desciende el costo, pero si durante los próximos periodos las unidades convencionales son construidas, el sistema crece. De este modo la fracción de potencia producida nuclearmente decrece otra vez. Parte de este efecto es también obtenida en un sistema con unidades convencionales solamente, donde determinadas unidades son destinadas para ser ubicadas como unidades de base durante su vida entera. Por lo tanto el costo de KWh es calculado dos veces: primero para el sistema con unidades nucleares, luego para el mismo sistema con todas las unidades nucleares reemplazadas por unidades convencionales (Gráfico 6.14).

La influencia de la introducción de una central nuclear sobre el costo de producción de electricidad puede ser vista si por ejemplo el sistema nuclear II como anteriormente se describió es observado. Del Gráfico 6.11 es vista que el valor actual del tiempo de operación a plena carga para las unidades nucleares es 87.193 horas y para las unidades convencionales, cuando el equilibrio es alcanzado, 21800 horas en promedio. Esto conduce a los costos de producción de :

$$\frac{275000}{87193} + 1.5 = 4.64 \text{ mills/KWh}$$

para las unidades nucleares, y

$$\frac{140000}{21800} + 3.5 = 9.93 \text{ mills/KWh}$$

para las unidades convencionales.

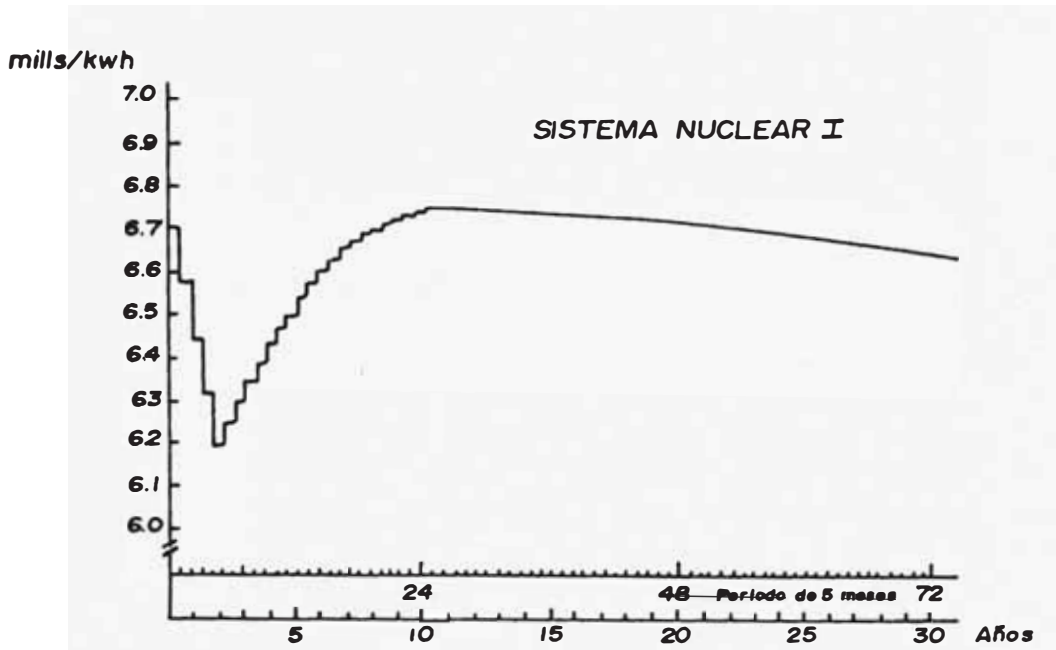


GRAFICO 6.12 COSTO PROMEDIO DE ENERGIA NUCLEAR EN EL SISTEMA NUCLEAR I

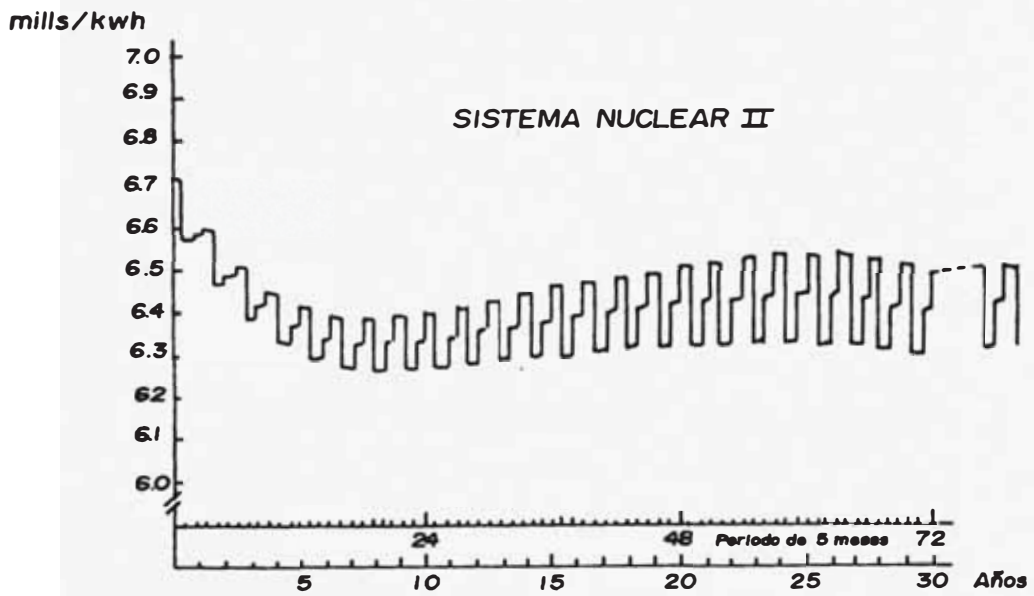


GRAFICO 6.13 COSTO PROMEDIO DE LA ENERGIA EN EL SISTEMA NUCLEAR II

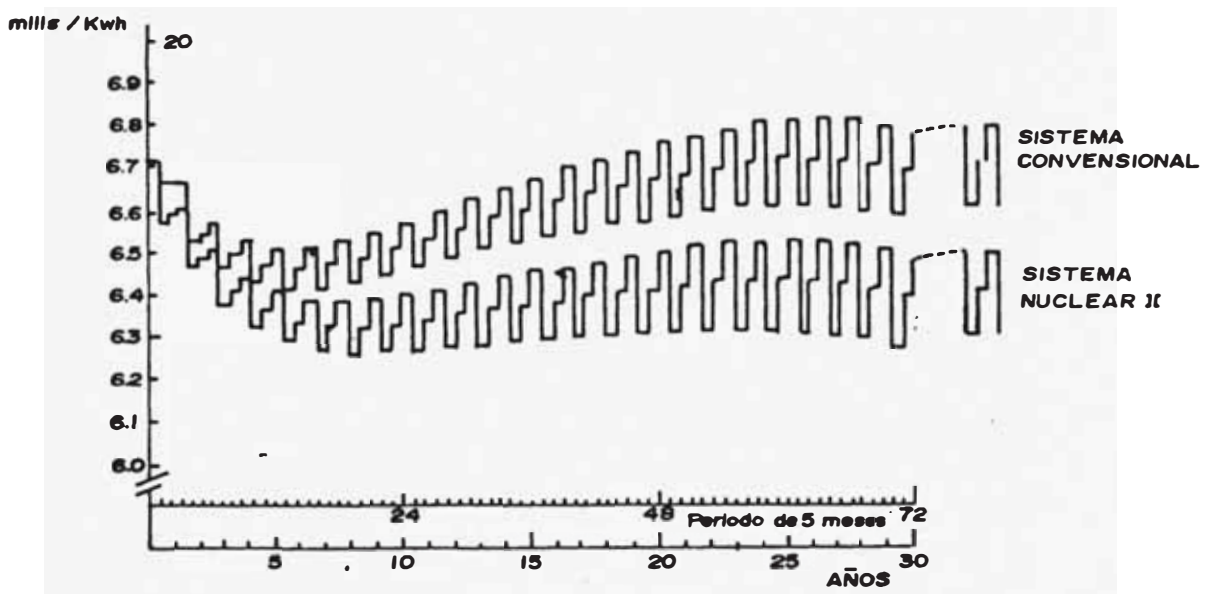


GRAFICO 6.14 COSTO PROMEDIO DE ENERGIA EN EL SISTEMA NUCLEAR II Y EN EL SISTEMA CONVENCIONAL.

El costo promedio de un KWh en todo el sistema es 6.41 mills/Kwh antes de que las unidades nucleares fueran introducidas (ver Gráfico 6.13), el ahorro o economía real es 0.3 mills/KWh en el sistema balanceado.

6.3. Análisis de Confiabilidad del Sistema Interconectado Centro Norte (SINC)

6.3.1 Introducción

El análisis de confiabilidad es importante en el planeamiento de la expansión del SINC a largo plazo.

Los conceptos de confiabilidad son requeridos para establecer metas en los niveles de confiabilidad y para analizar comparaciones en los niveles futuros de confiabilidad, dado que se presentan diferentes alternativas de expansión de la generación en el SINC.

El planeamiento de la expansión del SINC deberá proveer niveles aceptables de confiabilidad de servicio para los usuarios a costos lo más bajo posible. Se debe enfatizar que un sistema fiable se caracteriza por la redundancia suficiente para optar diferentes modos de suministros en caso de eventuales fallas.

En la presente sección se realiza un diagnóstico de la confiabilidad cualitativa del SINC basados en los diferentes índices de confiabilidad corrientemente usados. Tenienu

do en cuenta las características inherentes al sistema y las características propias de las unidades de generación, los índices de confiabilidad cuantificará o medirá algunos aspectos de la performance del sistema. Debemos tener en cuenta que los índices definidos en esta sección miden sólo la confiabilidad del sistema de generación.

Se han considerado tres índices determinísticos que reflejan condiciones postuladas en el sistema e índices probabilísticos que toman en cuenta la incertidumbre inherente a la operación del sistema.

En esta sección nos ocuparemos mayormente de los índices determinísticos ya que ellos son de fácil cálculo y requieren de poca o ninguna información y además porque los valores aceptables están bien establecidos.

Dado que el Plan Maestro de Electricidad no prevee la incorporación de unidades nucleares al SINC a largo plazo (2010), el análisis de confiabilidad para un "sistema nuclear" se hará realizando una sustitución de una alternativa hidráulica por una alternativa nuclear equivalente, las consideraciones de sustitución pueden ser tamaño de la unidad, tasa anual de salidas de servicio forzadas, programación de mantenimiento, etc.

6.3.2 Características Generales del SICN a Largo Plazo (año 2010)

En el esquema unifilar de la figura se muestra el estado actual y futuro (2010) del SICN.

La configuración actual aparenta tener la de un sumidero de energía (CC.HH. Mantaro - Restitución 4015 MW instalados) ubicada en la Sub-Estación Campo Armiño (SECA) de donde se evacúa la energía mediante seis circuitos. Por otra parte, a la configuración anterior se asocia la distribución de las cargas en forma longitudinal, a lo largo de 991 Km (de Marcona a Trujillo) estando prevista su ampliación en 700 Km más (hasta Tumbes) para antes de 1995. A lo largo de esta extensa red de transmisión en 220 KV se localizan los centros de carga, a significativa distancia unos de otros, distinguiéndose entre ellas el Sistema ElectroLima que es abastecida por las centrales en cascada del Río Rimac, Centrales de Huinco y Cahua, y también por las centrales hidroeléctricas de Mantaro y Restitución. Otro aspecto que caracteriza al SICN es la distancia entre centros de carga, y a esto debemos asociar las pequeñas cargas concentradas.

En cuanto a la demanda proyectada para las cargas del SICN específicamente para el año 2010, se prevee la preponderancia de la carga de Lima el cual representará del 53% y 55% para la potencia y energía respectivamente

En cuanto a las otras cargas se menciona que tiene un menor crecimiento eléctrico individual manteniéndose a largo plazo.

Se debe destacar los incrementos de demanda en Cajamarca (2004 a 2006), en Huallanca (1998), en Chimbote (1995 a 2004), en Paramonga (1997 a 2008) y en Huacho 1987 a 1999).

Cabe destacar de otro lado las variaciones de las características de carga en que - el factor de carga se incrementa en 1985 - desde el 60% hasta 63% en 1995 incrementándose luego ligeramente (64% hasta el fin del período de análisis. En cuanto a la curva - de carga se prevee que no sufrirá variaciones significativas, manteniéndose un máximo de demanda diaria entre las 7p.m. y 9p.m.; con un incremento de alrededor del 20% entre las 6p.m. y las 7p.m. para regresar al mismo nivel de las 6p.m., entre las 10p.m. y las 10.30p.m. , con una duración promedio de la punta diaria de 2,5 horas. La máxima demanda anual se seguirá presentando entre el - tercer y cuarto trimestre del año entre Agosto y Octubre.

6.3.3 Características de la Expansión de la Generación

Primeramente se prevee la interconexión - de sub-sistemas aislados a corto y mediano - plazo, y estos son: Chiclayo, Paita y Piura, posteriormente Tumbes, Talara, Verdum, Cajamarca y otros.

Existen tres alternativas de expansión de la generación propuesta por el Plan Maestro 1985. Estas tres alternativas no presentan diferencias importantes en los programas de equipamiento.

Alternativa 1.

No incluye proyectos multisectoriales.

Hasta 1997 esta alternativa busca desarrollar programas de afianzamiento y centrales eléctricas medianas, luego se preveen :

C. H. Carhuaquero.

Ampliación Carhuaquero.

Ampliación Cañón del Pato.

Quitaracsa.

C. H. Mayush.

Derivación y Pondage Quitaracsa.

Afianzamiento Yuracmayo y Jicamarca.

Regulación Lago Junín.

C. H. Yuncan con afianzamiento Yaupi.

T. G. 50 MW, 100 MW.

Luego a partir de 1998 esta alternativa busca el desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas como :

C. H. Chaglla.

1 x TV 150 MW.

C. H. Huaura.

1 x TV 150 MW.

C. H. Puerto Prado I.

1 x TG 100 MW.

C. H. Puerto Prado II.

1 x TG 100 MW.

C. H. Puerto Prado III.

C. H. Sumabeni I.

C. H. Sumabeni II.

Alternativa 2.

Con Gas Zorritos.

Esta alternativa es similar a la alternativa 1, diferenciándose sólo por la entrada de la Central Térmica a Gas de Zorritos, en dos etapas de 100 MW cada una entre los años de 1992 y 1993, desplazando a las unidades turbogas.

Alternativa 3.

Con C. H. Olmos.

Esta alternativa se diferencia de las anteriores porque se contempla el desarrollo hidroeléctrico de Olmos entre los años 1998 y 2000, en dos centrales en cascada.

La ejecución de estos proyectos desplazaría a las CC. HH. Sumabeni 1 y Sumabeni 2.

6.3.4 Características de las Centrales Hidroeléctricas Potencia Disponible (MW)

SUB SISTEMA	CENTRAL	AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO				OBSERVACIONES CARACTERISTICAS OPERATIVAS
		TRIMESTRE				
		I	II	III	IV	
MANTARO	H Restitución	181	206	206	206	Incluye Reg. Lago Junfn. Operación - en Base y Semibase. Regulación estacional.
	H Mantaro	519	590	590	590	
	SUB-TOTAL	700	796	796	796	
CENTRO-MIN PERU	H Yaupi con Af.	108	108	108	108	Incluye Afian. Yaupi. Operación en base y semibase.
	H Yuncán	126	126	126	126	
	H Oroya-Pachachaca	11	11	12	11	Operación en base. Operación con regulación horaria
	H Malpaso	47	47	47	47	
	SUB-TOTAL	292	293	293	292	
LIMA	H Huampani	23	22	22	23	Operación en base sin regulación
	H Matucani	120	120	120	120	
	H Moyopampa	63	63	63	63	Incluye reservorio Yuracmayo, Oper. con regulación horaria. Operación en base y semibase (regulación limitada)
	H Callahuanca	58	59	49	58	

SUB SISTEMA	CENTRAL	AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO				OBSERVACIONES CARACTERISTICAS OPERATIVAS
		TRIMESTRE				
		I	II	III	IV	
	H Huinco	251	251	251	251	Operación con regulación horaria, semanal y estacional Operación en base
	H Jicamarca	30	30	31	31	
	SUB-TOTAL	545	545	536	546	
PARAMONGA	H. Cahua	40	40	35	40	Operación en base. Sin regulación Operación en base y semibase regulación limitada
	H Mayush	100	100	100	100	
	SUB-TOTAL	140	140	135	140	
CHIMBOTE	H Cañon del Pato	210	210	210	210	Incluye derivación y pondaje Quitaracsa, así como Ampliac. C del Pato. Operación regulada en base, semibase y punta
CHICLAYO	H Carhuaquero	78	78	78	78	Operación regulada en base y semibase y punta.
	Amp. Carhuaquero	47	47	47	47	
	SUB-TOTAL	125	125	125	125	

SUB SISTEMA	CENTRAL	AÑO HIDROLOGICO PROMEDIO				OBSERVACIONES CARACTERISTICAS OPERATIVAS
		TRIMESTRE				
		I	II	III	IV	
PROYECTOS	H Quitaracsa	180	180	180	180	Posibilidades de operación regulada en base, semi-base y punta. Ubicada en el área de Chimbote-Huallanca. Operación en base. Capacidad de regulación. Ubicación entre Lima y Chimbote, frente a Paramonga. Operación en base y semibase. Capacidad de regulación. Ubicación entre Paramonga y Lima, frente a Huacho. Operación en base y semibase. Con reservorios de gran capacidad. Operación en semibase y punta. Operación en base. Gran capacidad de regulación. Operación regulada en base y semibase. Operación en base. Gran capacidad de regulación.
	H Chaglla	324	324	324	324	
	H Huaura	186	185	185	186	
	H Olmos 1.1	200	200	200	200	
	H Olmos 2.1	216	216	216	216	
	H Olmos 1.2	100	100	100	100	
	H Olmos 2.2	108	108	108	108	
	H Puerto Prado 1	443	443	443	443	
	H Puerto Prado 2	591	590	591	591	
	H Puerto Prado 3	591	590	590	591	
	H Sumabeni 1	606	607	607	607	
H Sumabeni 2						

FUENTE : ElectroPerú, Gerencia de Planeamiento.

6.3.5 Principales Indices de Fiabilidad ha ser Estudiados en el SINC

- Margen de Reserva (RM)

En cuanto a la disponibilidad de generación requerida para satisfacer la demanda - podemos decir, para el año 2010 se ha pronosticado una demanda de 5254 MW, por otra parte la potencia instalada para ese año alcanza 6255 MW de los cuales 5719 MW son de origen hidráulico y 753 MW son de origen térmico

Por lo tanto el margen de reserva del SINC es como sigue :

$$MR = \frac{6255 - 5254}{5254} \times 100$$

$$MR = 19.1\%$$

Ahora bien, en el estudio no se puede considerar la integración independiente de una unidad nuclear al SINC, entonces para una -- primera aproximación de este Índice con unidades nucleares conviene realizar una sustitución de una alternativa hidráulica por una alternativa equivalente nuclear, frente a este postulado consideramos los siguientes posibles cambios :

- a. GHAGLLA (324 MW) Nuclear (400 MW)
- b. SUMABENI (1093 MW) Nuclear (1x1000 MW)
o Nuclear (1x400 + 1x600 MW).
- c. PUERTO PRADO (1625 MW) Nuclear (1x600
+ 1x1000)

De esta manera los márgenes de reserva - con alternativas nucleares son :

Para a. MR = 20.4%
Para b. MR = 17.3%
Para c. MR = 22.4%

Se debe mencionar que el MR no refleja - directamente otros parámetros como genera- ción mixta, salidas forzadas, etc.

Por otra parte, debemos enfatizar que los 5254 MW no es la carga pico anual, ya que - este parámetro no es estimado en el Plan - Maestro.

- Tamaño de la Unidades.

Este índice compara la capacidad total - instalada menos la carga pico anual del sis- tema. Para el caso del SINC (2010) tenemos los siguientes casos :

La reserva de potencia es : $6255 - 5254 = 1001 \text{ MW}$.

Las unidades más grandes son :

Puerto Prado 1625 MW x (3 unid)
Sumanebi 1093 MW x (2 unid)

Es decir :

que los $1001 \text{ MW} = 1625/3 + 1093/2$
 $1001 \text{ MW} \approx 1088 \text{ MW}$

Esto significa que la reserva de 1001 Mw en el tiempo de pico de carga para el SINC - que tiene dos centrales grandes de 1625 MW y 1093 MW puede ser expresada como la $1/3$ de -

1625 más la $\frac{1}{2}$ de 1093 MW. En el caso de tener unidades nucleares la reserva de potencia es :

Nuclear I	1000 MW
Sumabeni	1093 MW

La reserva de potencia es :

$$6255 - 93 - 5254 = 908 \text{ MW}$$

Entoces los :

908 MW	$1093/2 + 1000/2.5$
908 MW	946 MW

Significando que la reserva de 908 MW en el tiempo de carga pico para el SICN que tiene dos centrales grandes de 1093 MW y una nuclear de 1000 MW puede ser expresada como la $\frac{1}{2}$ de 1093 MW más los $\frac{2}{5}$ de 1000 MW.

- Año Seco (DY)

En el SICN se incluye la regulación del Lago Junín para lograr una regulación estacional, de esta manera se garantiza 590 MW y 200 MW en promedio para las CC. HH. del Mantaro y Restitución.

Por otra parte con el afianzamiento Yuracmayo se prevee una regulación horaria para la central de Matucana.

La central de Huinco posee regulación horaria, semanal y estacional. La central Cañon del Pato tendrá operación regulada, así mismo la central de Carhuaquero.

Para la central de Quitarcasa se prevee regulación estacional, semanal y horaria.

Para la central de Chaglla se prevee una gran regulación, igual sucede con la central de Huaura.

Las centrales de Olmos tendrán operación regulada.

La central de Puerto Prado tendrá gran capacidad de regulación, así como la central de Sumabeni.

Por lo tanto, no se tendrán períodos hidrológicos críticos para cada una de las alternativas hidráulicas.

- Perdida Probable de Carga (LOLP)

Si bien este índice es importante para cuantificar la proporción días/años o horas/año en que la capacidad de generación insuficiente esta disponible para servir cargas horarias o diarias.

En otras palabras este índice también cuantifica la probabilidad de que alguna parte de la carga no sea satisfecha por capacidad de generación disponible, el IAEA considera como valores de 0.002 a 0.01 días/año de LOLP para estudios de planeamiento a largo plazo. Sin embargo, en el caso del SICN este índice no es relevante por poseer centrales hidráulicas con alturas hidroestáticas, variables y tener gran capacidad de regulación. De tener una alternativa nuclear que sustituya a una hidráulica el valor del LOLP deberá calcularse.

- Energía Esperada Inservida (EU)

En el SICN el número de centrales para el año (2010) es :

- 21 centrales hidráulicas
- 10 centrales térmicas
- Posible sustitución de una central - hidráulica por una central nuclear.

Luego, tenemos 31 centrales muchas de ellas tienen o tendrán tecnologías diferentes en el equipamiento de las unidades de generación.

Lo que cuenta este índice es el **no suministro** de energía por año debido a deficiencias de los sistemas de generación, para el caso del SICN la probabilidad de deficiencia en el sistema de generación esta condicionada por la mantenibilidad de las unidades de generación de las 31 centrales, ahora bien - la mantenibilidad depende de un conjunto de factores interdependientes como : tiempo de operación , frecuencia de fallas, actividades de mantenimiento preventivo, actividades necesarias para controlar las condiciones de las unidades, etc.; por otra parte también - depende de la efectividad de las unidades y a su vez la efectividad depende de tres parámetros y son : Confiabilidad de la Unidad, - Funcionamiento de la Unidad y por último su operatividad.

- Probabilidades Perdida de Energía (LOEP)

Las deficiencias en la generación conducirán al no suministro de una parte de la de

manda de energía. Precisamente este índice es la relación entre la parte de energía no suministrada a la energía total a suministrar.

Para esto supondremos los casos más desfavorables en el SINC :

- Fallas en las unidades de la central - Puerto Prado (1625 MW)*, como la reserva es de 1000 MW, entonces existirían 624 MW que no son servidos, por lo tanto :

$$LOEP = \frac{625 \text{ MW}}{5254 \text{ MW}} \times 100$$

$$LOEP = 11.89\%$$

Un 11.89% de la demanda total del SINC no sería suministrado.

* La central de Puerto Prado puede ser sustituida por una central nuclear de 1600 MW.

- Fallas en las unidades del Mantaro.

Entonces se tienen 796 + 217 ... 1013 MW, como la reserva es de alrededor de 1000 MW, entonces :

$$LOEP = \frac{13}{5254} \times 100$$

$$LOEP = 0.2\%$$

Un 0.2% de la demanda del SINC no sería suministrada

- Pérdida de Carga Esperada (XL0L)

Indica la magnitud esperada de carga no suministrada, en MW dado que ha ocurrido una falla. En el SICN la probabilidad de ocurrencia de una falla es alta (el orden de magnitud esta condicionada por la longitud de las líneas de transmisión, fenómenos como efecto corona, pérdida del sincronismo, etc.), se podría cuantificar rápidamente si por ejemplo los subsistemas Chimbote y Trujillo no tienen consumo de energía entonces :

$$XL0L = 491 \text{ MW}$$

o si Marcona no tiene suministro de energía entonces :

$$XL0L = 87 \text{ MW}$$

Por otra parte, la confiabilidad del sistema de generación está influenciada por las características operacionales de cada unidad individual, ya que ellas interactúan con un extenso número de factores dependientes del sistema. Algunos de esos factores han sido identificados por los índices de confiabilidad.

Las 31 centrales del SICN (2010) incluyen diferentes tamaños de unidades y un conjunto de factores que determinan su disponibilidad individual. La disponibilidad se puede describir en términos de tres elementos contribuyentes :

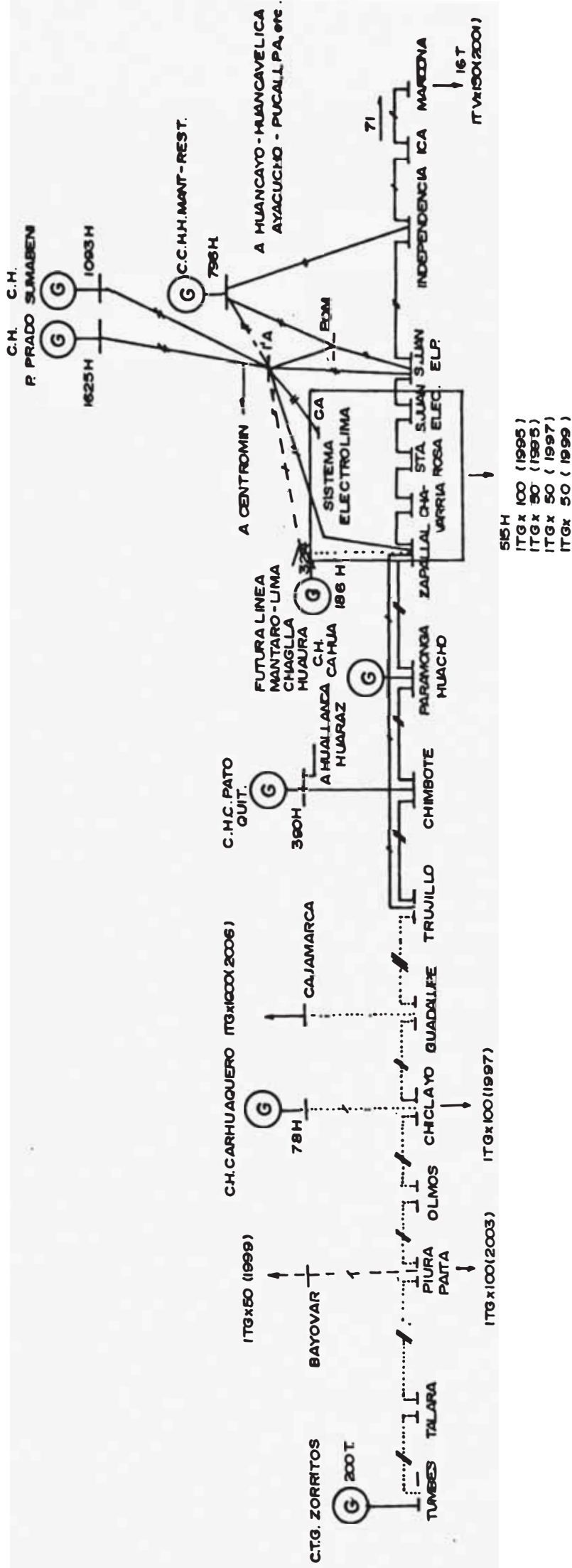
- Tasa de salida de servicio forzadas.
- Tiempos de reparación.

- Programación de mantenimiento.

Las tasas de salida forzada en conjunción con los tamaños de las unidades determinan - ampliamente la probabilidad de satisfacer - cargas con unidades que no están en mantenimiento. Como ya se dijo anteriormente dependiendo de la tecnología de equipamiento de las unidades, tamaño de la unidad y edad de la central, los valores para las tasas equivalentes de salida de servicio forzada (según el IAEA) son como sigue :

- CENTRALES NUCLEARES de 600 a 1200 MW es de 21.7%
- CENTRALES A CARBON de 100 a 1000 MW entre 6.2 a 24.2%
- CENTRALES A PETROLEO de 100 a 800 MW entre 5.1 a 18.4%
- CENTRALES A GAS de 100 a 800 MW entre 3.6 a 14.7%
- CENTRALES HIDROELECTRICAS todos los tamaños 1.8%.

SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO - NORTE (Año 2010)



... T GENERACION TERMICA EN MW

... H GENERACION HIDROELECTRICA EN MW

LAS DIAGONALES CRUZADAS SOBRE LAS LINEAS INDICAN EL NUMERO DE CIRCUITOS

Fig : 6.1

C O N C L U S I O N E S

- El consumo de energía en el mundo en el futuro - (551.8 a 638.1 ej. para el año 2000), crecerá con una tasa de 3.1% anual en el período 1981-2000 y la contribución de la energía nuclear por año será de 6.2% para el mismo período. Cabe destacar (período 1981-2000) que los países no industrializados tendrán un consumo creciente según la tasa 5.2% - (201 a 247 Ej. - Año 2000) frente a un 2.1% de los países industrializados (350 a 391 Ej.), igualmente el crecimiento anual de la energía nuclear en los países en desarrollo será 9.5% frente a 6.9% para los países desarrollados. Concluyéndose que en los países en desarrollo los requerimientos de energía serán década a década mayores, sea por aumento demográfico o por alcanzar mejores niveles industriales. Para el mismo período, América Latina tendrá un consumo de energía (38.8 a 47.5 Ej Año 2000), según una tasa anual de crecimiento de 3.5% y 13.7% para el crecimiento de la contribución de la energía nuclear, ésta última tasa indica que algunos países latinoamericanos apoyarán su desarrollo energético en la nucleoelectricidad, tal es el caso del Brasil que tiene un amplio programa nuclear.
- Descomponiendo por fuentes el consumo total de energía (1981) se observa que la energía nuclear contribuye en los grupos de países según los siguientes porcentajes. América del Norte (3.7%),

Europa Occidental (5.5%), Países del Pacífico (4.9%) Asia (0.5%), América Latina (0.2%) y África junto con el Sur-Oeste de Asia (0.0%). Se deduce que la contribución de la energía nuclear ya es apreciable en el suministro de energía, especialmente en América del Norte y Europa Occidental.

- En lo concerniente a la energía eléctrica generada nuclearmente para 1981, podemos decir que los países industrializados generaron 149.6 GWe, significando un 8.4% de la energía total generada, en los países en desarrollo la energía eléctrica de origen nuclear fue de alrededor de 4.0 GWe representando un 1.2% del total generado.

En el mismo año en América Latina la nucleoelectricidad generaba 0.3 GWe que llegó a ser un 0.3% del total.

Para el año 2000, los países industrializados generarán electricidad nuclearmente de 672 a 864 GWe - lo que representa un 21% del total generado, y los países en desarrollo tendrán generación nuclear de 52 a 78 GWe significando un 4.4% del total generado. En América Latina para el año 2000 se espera que la nucleoelectricidad genere de 14 a 25 GWe - significando un 6% del total generado.

Para discriminar un poco esas cifras diremos que - el mundo industrializado depende hoy del petróleo y del gas natural para satisfacer el 66% de sus necesidades energéticas y las existencias de esos - combustibles están disminuyendo.

El desarrollo en gran escala de los recursos carboníferos demanda de grandes gastos y afecta al medio ambiente. Las energías solar, termal y eólica pueden hacer un sólo aporte marginal al contexto energético en los años que resta para cumplir el si

glo. Es por esto que las cifras arriba citadas - sustentan el crecimiento necesario para la nucleoelectricidad no tanto como una alternativa más para cubrir necesidades de cualquier sociedad industrial sino más bien para cifrar esperanzas en un crecimiento económico no tradicional y nulo.

En cuanto a la población mundial podemos decir que en 1981 la población en los países en desarrollo - fue 3235 millones de habitantes y para el año 2000 será de 4708 millones de habitantes aunque las tasas de crecimiento por periodos son decrecientes, por ejemplo en el periodo 81-85 la tasa fue 2.47% entre 85-90 será 2.03% y entre 90-2000 será 1.79%. Si comparamos con las magnitudes en población y en tasas en crecimiento con la de los países desarrollados veremos que aquellas cifras son alrededor - de tres veces mayores.

Se puede afirmar que el crecimiento demográfico será uno de los factores que favorezcan al crecimiento de la energía nuclear en los países en desarrollo.

- En cuanto al consumo de energía per cápita es como sigue para los países industrializados en 1981 fue 192 Ej. en 1985 está entre 211 -216 Ej. en 1990 será de 227 a 240 Ej y en el 2000 será de 253 a 282 Ej. La tasa de crecimiento para estos países en - el periodo 1986 a 2000 estará entre 1.4 a 2%. En los países industrializados el consumo de energía eléctrica per cápita es como sigue: en 1981 fue - 5.8 MWh, en 1985 está entre 6.3 a 6.6 MWh, en 1990 estará entre 7.6 a 8.2 MWh y para el año 2000 estará entre 10.0 a 11.8 MWh y el crecimiento anual estará entre 2.9% a 3.8%.

En el caso de los países en desarrollo el consumo de energía per cápita es como sigue: 24 E_j en 1981, de 26 a 27 en 1985, de 32 a 35 en 1990 y de 43 a 52 en el 2000; la tasa de crecimiento anual está entre 3.1% a 4.2%. En cuanto al consumo de electricidad per cápita en los países en desarrollo es como sigue: 0.4 MW-h en 1981, 0.5 MW-h en 1985, 0.7 MW-h en 1990 y de 1.1 a 1.4 MW-h en el 2000 con una tasa de crecimiento de 5.4% a 6.8%.

Las tasas de crecimiento tanto en el consumo de energía como de electricidad para los países en desarrollo revelan un crecimiento más rápido respecto de los países industrializados, esto motivado por el crecimiento poblacional y por la industrialización de estos países.

- Estudios de planificación energética ordenada coherente y realistas evidencian que la nucleoelectricidad pluraliza el suministro de energía, tal ejemplo nos dan Brasil y Argentina en la región.
- La demanda total de energía primaria en el Perú en 1976 (para citar un ejemplo) fue 3237×10^3 Tep, - el crecimiento anual fue de 0.1%, significando que la demanda permanece casi constante y por lo tanto en los cinco años no hubo desarrollo del suministro de energía, es siempre basado en recursos tradicionales.

En lo concerniente a la energía secundaria el consumo en 1976 fue de 6103×10^3 Tep y en 1980 fue 6645×10^3 Tep, según una tasa de crecimiento 4.3%. Refiriéndonos a la demanda total de energía conformada por la energía comercial y no comercial el consumo total en 1976 fue de 9340×10^3 Tep y en 1980 fue de 9900×10^3 Tep, y la tasa de crecimiento anual fue igual a 1.2%.

- Nuestro país tiene grandes reservas de recursos renovables, pero su uso en la producción de energía primaria es inferior al de los recursos no renovables y esto queda reflejado por las tasas de crecimiento anual que 0.8 y 5.2 para los renovables respectivamente, además podríamos citar la producción de algunos años para las fuentes renovables, así - en 1975 fue 4147×10^3 Tep, en 1980 fue de 4325×10^3 Tep, en cambio para las fuentes no renovables en 1975 fue de 6426×10^3 Tep y para 1980 fue de 8318×10^3 Tep.

Entre las fuentes renovables la hidroenergía tiene una tasa de crecimiento anual de 5.7% superior al de la leña (0.8%) y al del bagazo, bosta y yareta (4.0%), sin embargo, la producción de energía primaria por la hidroenergía alcanza un promedio anual de 670×10^3 Tep mientras que en el caso de la leña es de 2857×10^3 Tep. Esto significa que la hidroenergía, si bien es cierto que su crecimiento - es acelerado pero el volumen de producción de energía es bajo.

Entre las fuentes no renovables lógicamente está - el petróleo crudo, el que predomina como productor de energía primaria con un volumen promedio anual entre 1975 a 1980 de 6486×10^3 Tep y con una tasa de crecimiento anual de 5.3%, le sigue el gas asociado con un volumen promedio anual de 614×10^3 - Tep y una tasa de crecimiento de 4.9%.

En el período 1975-1980 la hidroenergía participó en la producción de energía con un porcentaje promedio anual de 6% entre los recursos renovables, - de esta cifra y las anteriores se deduce que la - hidroenergía evoluciona aceleradamente pero no va a ser la fuente que predomine en el contexto energético, esas cifras indican el difícil desarrollo y aprovechamiento de ese recurso.

- Sabemos que en el período 1975-1980 la producción de energía eléctrica de origen térmico fue de 208×10^3 Tep en promedio anual, con una tasa de crecimiento de 3.4%

Ahora bien es fácil calcular cuántos miles de barriles de petróleo se puede ahorrar si estos 208×10^3 Tep se destina a otro rubro.

Como:

$$\begin{aligned} 1 \text{ Tep} &= 6.83 \text{ BB} \\ &= 208 \times 10^3 \text{ Tep} = 1.42 \times 10^6 \text{ BB} \end{aligned}$$

- Los requerimientos de petróleo para el año 2000 se estima en 117.7 millones de barriles/año que equivalen en promedio a 322.5 miles de barriles/día.

- Los recursos de carbón antracítico como reservas posibles es alrededor de 317.5×10^6 T y como reservas probadas probables es de alrededor de 66.3×10^6 T.

Ahora bien, el único proyecto que permite vislumbrar como una razonable posibilidad para su uso en la generación eléctrica es la central termoeléctrica de 300MW, que consumiría 0.8×10^6 T/año de carbón de antracita.

- La disponibilidad de recursos hídricos para generación de energía eléctrica alcanzan los 58 mil MW - de los cuales sólo un 4% son actualmente utilizados, pero los factores principales que hacen difícil su aprovechamiento mediano son los sgtes. :

GEOGRAFIA.

La cuenca hidrográfica de mayor potencial es la - del Atlántico (176, 287 MW) estando ubicada en regiones de mayores depresiones terrestres, de grandes erosiones causadas por los mismos ríos, éstos

son los rasgos más ostensibles del relieve terrestre selvático.

HIDROLOGIA.

A fin de estimar el caudal medio a largo plazo en tramos elegidos de un río deberá calcularse un caudal medio multianual para diversas secciones fluviales distribuidas en diversas zonas de una cuenca y para su realización es necesario :

- Valores promedios de escorrentia y precipitación.
- Variación de los parámetros anteriores.

La evaluación anterior depende fundamentalmente del almacenamiento de datos históricos mensuales de detalles físicos de las estaciones y de la deducción de relaciones hidrológicas regionales.

Todo esto implica tener una compleja red de estaciones de aforo y pluviométricas.

INFRAESTRUCTURA.

La infraestructura en proyectos hidroeléctricos son grandes. Estas infraestructuras elevan los costos de inversión de capital de las centrales. Como un ejemplo citaremos el caso de los proyectos a largo plazo, La C.H. Lluclla (380 MW) y Lluta (280 MW) en el sistema eléctrico Sur-Oeste, en estos proyectos se necesitan 100 Kms. en túneles y canales, poniendo en riesgo la confiabilidad del sistema.

LOCALIZACION DEL EMPLAZAMIENTO

La mayoría de los proyectos a largo plazo se encuentran en la Vertiente del Atlántico como el Perené (925 MW), Paquitzapango (1701 MW), etc.; significando que el tendido de largas líneas de transmi-

sión para evacuar la energía de dichas centrales - hasta los centros de consumo es inevitable.

En los órganos oficiales de planeamiento a largo - plazo se menciona lo siguiente:

La potencia generada en el río Ene está totalizado en 3642 MW, lo que exige que la transmisión se haga en extra alta tensión (500 KV), y al respecto - se manifiesta que se instalarán sub-estaciones de paso para evitar problemas de sobretensiones en el caso de descargas atmosféricas o perturbaciones - por maniobra, por fenómenos del efecto corona en - las alturas, etc.

La introducción de esta nueva tecnología conlleva a incrementar los costos de inversión de capital, recurso humano capacitado, mayor riesgo de transmisión por estructuras de mayor altura, por los fenómenos arriba citados y otros como sabotaje.

UTILIZACION DEL AGUA.

La producción de electricidad puede ser limitada - por usos alternativos de agua para irrigación, control de avenidas, suministro de agua para consumo humano, etc.

En el caso de la expansión de los Sistemas Eléctricos considerando centrales hidroeléctricas debe - ser adoptado considerando los usos alternativos - del agua.

OPERACIONES DE CENTRALES EN CASCADA.

La construcción y operación de varias centrales hidroeléctricas en el mismo río debe tomar en cuenta las normas para la administración del agua (no existente en nuestro medio).

La regulación de las aguas del Lago Junín y los - proyectos de afianzamiento, Yaupí y los proyectos

de Transvase Chico ponen en riesgo el funcionamiento de las CC. HH. Mantaro y Restitución y los posibles proyectos en esa zona como son MAN-250 y MAN-270.

Amplios y completos estudios preliminares de :
GEOLOGIA.

SISMOLOGIA.

MECANICA DE SUELOS.

ECOLOGIA.

- El rol que han de cumplir las nuevas fuentes de energía (energía solar y eólica, biomasa, geotermia y pequeñas centrales hidroeléctricas), esto es si se intensifica su desarrollo y aprovechamiento como está ocurriendo en uno o en dos de esos recursos, conduce a las siguientes observaciones :

Sectorización dispersa del suministro de energía eléctrica, implicando por ende problemas de seguridad, confiabilidad y calidad en el servicio.

Cada una de las fuentes de energía citadas no tienen aún un desarrollo tecnológico llevado y su demostración comercial aún no está probada, excepto en el caso de las pequeñas centrales hidroeléctricas.

Si bien los índices de electrificación se incrementarán y la frontera eléctrica se expansionaría con índices también altos, se entrevee que este proceso de electrificación con esas fuentes sólo es un paleativo de corto alcance y que de no ser planificada la distribución eléctrica junto con la planificación de generación y transmisión se conduciría a un desorden en la planificación energética y más aún si se trata de planificar a largo plazo.

- En lo que respecta a los recursos de Uranio se tiene 500 T de recursos razonablemente asegurados en el Departamento de Puno, en la región de Macusani. Basados en estos recursos, el IPEN está planificando desarrollar un Centro de Producción con una capacidad aún no determinada.

- En cuanto a la demanda de energía a nivel nacional diremos que el consumo de energía eléctrica en 1983 fue de 10603 GWh, en 1993 será de 19450 GWh y en el año 2007 será de 43407 GWh, la tasa de crecimiento anual será de 6.0%.
Se puede concluir que el SICN es el sistema que tiene mayor evolución en volumen de demanda. El sistema SISO tiene la mayor tasa de crecimiento (10.7%) pero no se constituye en un sistema importante igual sucede con el sistema SESE.

- Seguidamente veremos en que situaciones la generación térmica es imprescindible en el país. En los órganos oficiales de planeamiento se indica que la optimización de la expansión de los Sistemas Eléctricos Nacionales serán mediante proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos.
Por otro lado, se manifiesta también la no ejecución de proyectos hidroeléctricos grandes hasta 1990.
Ahora bien, está previsto que para el período 1985-2000 se debe incrementar la potencia térmica en 2967 Mw.
Por otro lado la no entrada en operación en forma oportuna de los Proyectos:
C.H. Lluta (SESO) ++++++ 1989
C.H. Yuncan (SINC) ++++++ 1991
Esto implica instalar centrales térmicas para apo-

yar al suministro (no se señala la capacidad de la central térmica).

También ocurre similar situación en los proyectos hídricos que deberán entrar en operación en periodos previstos y que, de no cumplirse se suplirá - con generación térmica, tal es el caso de los siguientes proyectos :

C.H. Olmos 11 (200 MW)	+++++	1992
C.H. Olmos 12 (300 MW)	+++++	1993
C.H. Olmos 2 (324 MW)	+++++	1994

Se señala también gastos de combustible del orden de 50×10^6 dólares/año.

En cuanto a los sistemas aislados, el suministro - entre 1986 al 2000 implica unos 175 Mw de origen - térmico.

Por consiguiente, en el periodo 1986-2000 se deben implementar centrales termoeléctricas para cubrir una potencia térmica de :

$2967 \text{ MW} + 100 \text{ MW} + 200 \text{ MW} + 175 \text{ MW}$
totalizando 3442 MW.

De estos 3442 MW, alrededor de 1000 MW corresponden al SINCA, implicando un mercado favorable para la incorporación de una central nuclear en ese sistema.

- En cuanto a la competitividad de centrales alternativas a la expansión podemos decir lo siguiente: el método descrito en el Capítulo VI simplifica el proceso de elección de centrales candidatas. Ya se vió en los calculos efectuados, que una unidad nuclear de 400 MW ^y es una unidad a carbón de 300 MW pueden competir a un factor de carga de 67.2% y la hidráulica que puede competir con ambos tendría un costo de generación de 46.65 mills/KW.h. Segui

damente se presenta los 10 proyectos presentados - por la Misión Alemana (1979) y considerados como - los de mejor jerarquía tanto económica como técnicamente.

PROYECTO	FACTOR ECO.θ Comp.* FEC (mills/KW.h)	P.I. (MW)
ENE - 40	12.27	2,333
INA - 200	14.33	1,355
MAN - 250	25.78	483
MAN - 270	27.71	315
MARA - 440	19.13	678
URUB - 320	16.10	942
HUA - 90	21.74	803
MO - 10	22.06	296
HUA - 20	40.83	185
SAMA - 10	22.00	348

* Valores actuales para 1982 $i = 10\%$

Si del estudio de competitividad se tiene una central hidráulica con 46.65 mills/KW.h para los costos de generación, nosotros podríamos elegir una central del catálogo eléctrico que tenga similares costos de generación como en este caso (ver Tabla) el proyecto HUA-20 se acerca con 40.83 a 46.6 -- mills/KW.h.

Esto significa que tenemos una central nuclear de 400 MW que puede competir con una hidráulica de - 185 MW. Pero esto es una primera aproximación, - los estudios más en detalle se puede realizar con el método.

Del mismo modo se pueden ensayar con todas las alternativas disponibles, sean hidráulicas, nuclea-

res, a carbón y a petróleo.

En un país como el nuestro el factor de carga es un parámetro realista y en ella se refleja otros parámetros como el régimen de potencia entregada por la central, la operatividad de la central, etc.

- El objetivo final del sistema de producción de electricidad es el abastacimiento seguro y oportuno al consumidor. En el sistema de producción estos están representados por la distribución primaria y secundaria. Cada componente del sistema eléctrico sea generación, transmisión y distribución deben estar evaluados en algún punto del proceso de planeamiento en forma recíproca y no unilateral, esto último es característico de nuestros programas eléctricos sean de corto, mediano y largo plazo.

- En la actualidad el éxito de la transferencia de tecnología nuclear, en países como Brasil y Argentina, reside principalmente en una correcta planificación a largo plazo, con su consiguiente desarrollo. Esta planificación combina la transferencia de tecnología con un programa nuclear que ofrece un permanente campo de aplicación de la tecnología transferida.
Dicha planificación, a su vez, debe ser implementada coherentemente, demandando esfuerzos a largo plazo solamente así los cuadros técnicos, que tienen la misión de absorber la tecnología, podrán ser dimensionadas correctamente.
Así, al hablar de la implantación de un reactor de pequeña y mediana potencia, es conveniente colocarla siempre en el contexto de un programa a largo plazo, aún cuando éste estuviese esbozado en líneas generales a fin de situar los objetivos de la transferencia de tecnología dentro de una perspectiva lo

más amplia posible.

- El bajo costo de energía producida por unidades nucleares es en un sistema combinado de unidades nucleares y convencionales parcialmente compensado - por el costo alto de la energía producida por unidades convencionales.
- La presencia de unidades nucleares en un sistema - reducirá el factor de carga de las unidades convencionales subsecuentemente construídas.
- Si la cantidad de energía nuclear introducida en un sistema es igual a/o mayor que la carga de base total, una considerable reducción en el valor presente total del tiempo de operación para las unidades convencionales se pueden esperar.
- La introducción de una unidad nuclear en un sistema puede cambiar el factor de carga de unidades nucleares previamente construídas, mientras que la - introducción de una unidad convencional sólo cambia el factor de carga de unidades convencionales previamente construídas.
- El costo de electricidad calculado con el método - descrito en el sistema ideal no depende del método de financiamiento, sobre un tiempo de depreciación previamente elegido.
- Un programa ideal debería preveer la construcción de una serie de centrales. Pero aún en el caso de una única central, mucho puede hacerse en lo que - respecta a la transferencia de tecnología. Tomamos así el caso hipotético de un programa nuclear

que considera la implementación de una única central, sin previsión de otra en un futuro previsible (que sería el modelo realista para diversos mercados potenciales de centrales pequeñas y medianas)

En este caso, observamos que inclusive este programa ya permite un cierto grado de transferencia tecnológica y exige una capacitación mínima de cuadros técnicos una vez que este tipo de emprendimiento demanda muchos años para su implantación (cerca de 10 años) y operación (aproximadamente 30 años). Estos plazos ofrecen por consiguiente, un mercado de trabajo razonable para ciertas categorías profesionales. Las siguientes áreas podrán ser consideradas para realizar programas de transferencia de tecnología :

- Garantía de calidad.
 - Dirección del proyecto.
 - Ingeniería del proyecto.
 - Construcción civil/montaje electromecánico.
 - Fabricación de componentes.
 - Operación y mantenimiento.
- Los países en desarrollo verán incrementar sus existencias de petróleo por el efecto de la expansión de la energía nuclear en los países desarrollados. Hay que recordar que cada mil megavatios de energía nuclear consumidos en un país desarrollado, dejan disponibles más de un millón de toneladas de petróleo para el consumo en otros lugares. Pero este razonamiento un tanto verídico, no deja de ser una falacia, porque nuestro país no es un gran exportador de petróleo ni menos sus reservas potenciales son inmensas. Entonces, lo cierto es que la economía del país es

tará sujeto al precio del petróleo y a la disminución de las reservas.

La explotación de nuevos yacimientos de carbón demandará tiempo y dinero y traerá serias consecuencias al contexto energético nacional.

Por eso, la necesidad de viabilizar y aprovechar los recursos en estado ociosos, como el Uranio si contribuyeran a sustituir recursos como el petróleo que se usan en la generación eléctrica.

Es posible, por supuesto que habrán grupos en el país partidarios de una vida más simple y de nulo crecimiento industrial ganando poder para frenar el desarrollo nuclear en el país. Pero cuando la escasez de petróleo sea verdadera, entonces si habrá una disposición real para que la energía nuclear sea incorporado al contexto energético nacional

B I B L I O G R A F I A

1. ANSALDO.
"Grandes Grupos Hidroeléctricos",
N° 10 - 81.
2. ATOM MAGAZINE.
N° 314, Diciembre, 1982.
3. BALANCE NACIONAL DE ENERGIA.
Ministerio de Energía y Minas, 1980.
4. BOLETINES DEL ORGANISMO INTERNACIONAL DE ENERGIA
ATOMICA.
Vol. 24, N° 4; Vol. 25, N° 2, N° 3, N° 4;
Vol. 26, N° 3; N° 4; Vol. 27, N° 1.
5. ECONOMIC INTEGRATION OF POWER STATION IN ELECTRIC
POWER SYSTEMS.
Internacional Atomic Energy Agency, Viena (IAEA)
1971.
6. ENERGIA ELECTRICA Y DESARROLLO, "PROGRAMA DE ACCION"
Ministerio de Energía y Minas, 1982.
7. ENERGY, ELECTRICITY AND NUCLEAR POWER ESTIMATES.
IAEA, 1982.
8. ESTUDIO TARIFICACION POR EL METODO DE COSTOS MAR-
GINALES.
Comisión Nacional de Tarifas, 1982.

9. EVALUACION DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO NACIONAL
Comisión Alemana, Tomos II, III y IV, 1978.
10. GLASSTONE, S y SESONSKE, A.
"Ingeniería de Reactores Nucleares"
Ed. Reverte S.A.
11. INFORME SOBRE EL ESTADO ACTUAL DE LAS PROSPEC-
CIONES Y EXPLORACIONES EN LA DIRECCION DE MATE
RIAS PRIMAS.
Instituto Peruano de Energía Nuclear; Octubre,
1982.
12. LOPEZ, M.y PASCUAL, F.
"Materiales Nucleares".
Tomo I; JEN, 1971.
13. NOZAKI, T.
"GUIA PARA LA ESTIMACION PRELIMINAR DE LOS METRA
DOS Y COSTOS PARA LA ESTRUCTURA DE UNA CENTRAL
HIDROELECTRICA".
JICA, 1985.
14. NUCLEAR POWER PLANNING STUDY MANUAL.
IAEA, 1970.
15. PAUTAS PARA LA EVALUACION DE PROYECTOS.
Naciones Unidas (ONU), 1972.
16. PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD DE 1983 y 1984.
17. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO A LARGO PLAZO 1979-
1990.
Instituto Nacional de Planificación, 1980.