

Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA



**ALTERNATIVAS PARA UN USO MAS RACIONAL
DEL AGUA Y LA ENERGIA ELECTRICA**

TESIS PROFESIONAL

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

P r e s e n t a n

**MIGUEL ANGEL ARCINIEGA LOPEZ
PEDRO AGUSTIN CONTRERAS GOMEZ
JOSE LUIS ESCOBAR ACOSTA
SERVANDO SANCHEZ GARCIA
JOSE EDUARDO SOLIS ATALA**

MEXICO. D. F.

ENERO, 1979



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

I N D I C E

	Pág
CAPITULO 1	
CONSIDERACIONES GENERALES.	1
1.1 INTRODUCCION.	2
1.2 OBJETIVOS	3
1.3 ANTECEDENTES.	3
1.3.1 El agua potable.	4
1.3.2 La energía eléctrica	5
CAPITULO 2	
DATOS BASICOS.	7
2.1 ABASTECIMIENTO, CONSUMO Y DEMANDA DE AGUA POTABLE EN EL AREA METROPOLITANA DE LA CIUDAD DE MEXICO	8
2.1.1 Consumo de Agua en Usos Domésticos	8
2.1.2 Consumo de Agua en Usos Diversos	10
2.1.3 Dotación de Agua Potable en las Delegaciones del Distrito Federal	10
2.1.4 Fuentes de Abastecimiento de Agua al Area Metro- politana de la Ciudad de México.	10
2.1.5 Demanda de Agua Potable en Zonas Verdes.	14
2.2 CAPACIDAD INSTALADA, GENERACION Y CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA	14
2.2.1 Capacidad de Operación al 31 de Diciembre de 1976 y 1977.	14
2.2.2 Energía Vendida en GWH (1975, 1976 y 1977).	17
2.2.3 Capacidad de Energía Eléctrica Instalada por Ti- po de Planta en el Período 1970 a 1977	17

2.2.4	Energía Eléctrica Disponible para el Consumo.	17
2.2.5	Energía Consumida por Habitante y por Año en Función del Tipo de Servicio.	21
2.2.6	Pronóstico de Consumo de Energía Eléctrica, To- mando como Base el Crecimiento de la Población.	21
2.3	TARIFAS.	24
2.3.1	Tarifas de Agua Potable en el Distrito Federal.	24
2.3.2	Tarifas Eléctricas de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (Resumen)	24
CAPITULO 3		
PLANTEAMIENTO Y ANALISIS PRELIMINAR DE ALTERNATIVAS A NIVEL MACRO		
		28
3.1	APROVECHAMIENTOS HIDRAULICOS EN PLANTAS DE ACUMULACION POR BOMBEO	29
3.1.1	Introducción.	29
3.1.2	Antecedentes.	30
3.1.3	Plantas de Acumulación o de Rebombao.	34
3.1.4	Elementos Constitutivos de las Plantas de Acu- mulación.	37
3.1.4.1	Vasos.	38
3.1.4.2	Conducciones	39
3.1.4.3	Máquinas hidráulicas para plantas de acumulación	40
3.1.5	Costos.	51
3.1.6	Conclusiones y Recomendaciones.	52
3.2	ANALISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE UN PROGRAMA PARA EVITAR FUGAS vs COSTO DE SUMINISTRO DE AGUA POTABLE EN BLOQUE	53
3.2.1	Introducción.	53
3.2.2	Antecedentes.	54

3.2.3	Costo Máximo Aceptable de la Reparación de Redes para Evitar Fugas.	55
3.2.4	Comparación de Costos para Evitar Fugas en Válvulas vs Costo del Agua Potable en Bloque.	56
3.2.5	Evaluación de las Fugas en las Cajas de Agua de los Baños y Comparación de su Costo vs el Costo del Agua Potable en Bloque	58
3.2.6	Evaluación de las Fugas en Tinacos con Desperfectos en el Flotador y Comparación de su Costo vs el Costo del Agua Potable en Bloque	59
3.2.7	Resumen sobre los Análisis Comparativos Anteriores.	61
3.2.8	Conclusiones	61
3.3	AHORRO DE ENERGIA ELECTRICA EN LOS SISTEMAS DE ALUMBRADO PUBLICO POR SUSTITUCION DE LAMPARAS DE VAPOR DE MERCURIO A LAMPARAS DE VAPOR DE SODIO.	62
3.3.1	Introducción	62
3.3.2	Antecedentes	63
3.3.3	Planteamiento	64
3.3.3.1	Análisis económico.	72
3.3.4	Conclusiones	76
3.4	AHORRO DE ENERGIA ELECTRICA EN EL SISTEMA DE ALUMBRADO PUBLICO REDUCIENDO EL NIVEL DE ILUMINACION EN CIERTAS HORAS	78
3.4.1	Introducción	78
3.4.2	Antecedentes	78
3.4.3	Planteamiento y Análisis	78
3.4.3.1	Lámparas de vapor de mercurio	78
3.4.3.2	Lámparas de vapor de sodio.	82
3.4.4	Conclusiones	84

3.5	ANALISIS COMPARATIVO DE CONSUMOS DE ENERGIA EN DIFERENTES MEDIOS DE TRANSPORTE COLECTIVO.	84
3.5.1	Objetivo	84
3.5.2	Sistema de Transporte Colectivo (Metro), Descripción general	85
3.5.2.1	Distribución de la energía.	85
3.5.2.2	Subestación de rectificación.	87
3.5.2.3	Subestación de fuerza y alumbrado	88
3.5.3	Consumos de Energía en el Sistema de Transporte Colectivo (Metro).	89
3.5.4	Consumos de Energía por Km-Pasajero Transportado por Autobús.	92
3.5.5	Conclusiones	93
3.6	POSIBILIDADES DE REUSO DEL AGUA EN LA INDUSTRIA ESTABLECIDA EN EL AMCM.	93
3.6.1	Introducción	93
3.6.2	Antecedentes	94
3.6.2.1	Grupos industriales y establecimientos que más consumen agua	95
3.6.2.2	Principales zonas industriales.	95
3.6.3	Posibilidades de Abastecimiento a la Industria con Aguas Residuales Tratadas en Bloque.	96
3.6.3.1	Necesidades actuales de agua tratada para la industria	97
3.6.4	Análisis de Costos de Sistemas de Tratamiento de Plantas en Operación en el Distrito Federal.	98
3.6.5	Conclusiones	101
CAPITULO 4		
	PLANTEAMIENTO Y ANALISIS PRELIMINAR DE ALTERNATIVAS A NIVEL MICRO.	105

4.1	APROVECHAMIENTO DE AGUAS JABONOSAS PARA USO EN RETRETES Y LAVADO DE PATIOS.	106
4.1.1	Introducción	106
4.1.2	Antecedentes	107
4.1.3	Instalaciones y Equipo de Bombeo Necesarios. . .	107
4.1.3.1	Volúmen de agua ahorrado en una instalación.	110
4.1.3.2	Equipo de bombeo.	110
4.1.3.3	Diámetro de la tubería de descarga. . .	112
4.1.3.4	Tiempo de operación en un año	113
4.1.3.5	Energía que se consumirá en un año. . .	113
4.1.4	Costos	114
4.1.4.1	Costo de la energía que se consumirá en un año.	114
4.1.4.2	Costo de las instalaciones y equipo . .	114
4.1.4.3	Costos totales.	115
4.1.4.4	Costo del volúmen de agua ahorrado. . .	115
4.1.4.5	Volúmen total de agua ahorrada y su costo al país	116
4.1.5	Conclusiones	118
4.2	USO DE CAPACITORES PARA MEJORAR EL f.p. y ASI REDUCIR PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA	119
4.2.1	Introducción	119
4.2.2	Antecedentes	119
4.2.3	Compensación de la Potencia Reactiva	122
4.2.3.1	Sobrecompensaciones	123
4.2.3.2	Potencia de los condensadores	123
4.2.3.3	Planteamiento económico	130
4.2.4	Conclusiones	132
4.3	APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA SOLAR	132

	Pág	
4.3.1	Introducción.	132
4.3.2	Antecedentes.	133
4.3.2.1	Algunas aplicaciones	138
4.3.3	Producción Directa de la Electricidad Aprovechan- do Ciertos Fenómenos Físicos.	143
4.3.3.1	Efecto termoeléctrico.	143
4.3.3.2	Las células fotoeléctricas	144
4.3.3.3	Costos de generación de electricidad me- diante conversión fotovoltaica	145
4.3.4	Producción de Fuerza Motriz a través de un Ciclo Térmico	146
4.3.4.1	Sistemas solares generadores	147
4.3.4.2	Costo de la generación de electricidad mediante conversión fototérmica.	149
4.3.4.3	Factores geográficos que afectan el uso de concentradores.	152
4.3.5	Sistemas que Emplean Energía Solar que se Encuen- tran en el Mercado.	153
4.3.5.1	Enfriamiento y calefacción activados por energía solar.	153
4.3.5.2	Calentadores solares para uso doméstico.	155
4.3.5.3	Bomba de agua activada por energía solar	156
4.3.6	Análisis de Costos del Conjunto de Bomba ALTA-X	159
4.3.6.1	Cantidad de energía aprovechada.	160
4.3.6.2	Costo por energía usando energía eléc- trica.	160
4.3.6.3	Amortización de la bomba solar	160
4.3.7	Conclusiones.	161
4.4	APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA EOLICA POR MEDIO DE MOLINOS DE VIENTO.	161

	Pág	
4.4.1	Introducción.	161
4.4.2	Antecedentes.	162
4.4.2.1	Estructura del viento.	164
4.4.2.2	La energía del viento.	165
4.4.2.3	La medición de la velocidad del viento .	168
4.4.2.4	Localización de sitios con buen potencial energético eólico	170
4.4.3	Sistemas que Emplean la Potencia de los Vientos .	174
4.4.3.1	Aerogeneradores.	174
4.4.3.2	Bomba de agua accionada por molino de viento	176
4.4.4	Análisis de Costos de la Bomba de Agua Accionada por Molinos de Viento "Movisa".	177
4.4.5	Conclusiones.	179
4.5	EMPLEO DE UN DISPOSITIVO DE CONTROL PARA DETECTAR LA PRESION CON EL FIN DE AHORRAR ENERGIA ELECTRICA EN UN SISTEMA CISTERNA-BOMBEO-TINACO	180
4.5.1	Introducción.	180
4.5.2	Antecedentes.	181
4.5.3	Planteamiento	182
4.5.3.1	Cisterna	182
4.5.3.2	Bomba.	182
4.5.3.3	Tinaco	182
4.5.3.4	Válvula de solenoide	184
4.5.3.5	Interruptor de presión	184
4.5.4	Análisis Económico.	185
4.5.5	Conclusiones.	190
 CAPITULO 5		
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	191
5.1	CONCLUSION GENERAL	192

	Pág
5.2 CONCLUSIONES REFERENTES AL USO DEL AGUA.	193
5.3 CONCLUSIONES REFERENTES AL CONSUMO DE ENERGIA.	193
5.4 RECOMENDACIONES.	195
Bibliografía.	197

CAPITULO 1

CONSIDERACIONES GENERALES

1.1 INTRODUCCION

El Area Metropolitana de la Ciudad de México (AMCM), con sus doce millones de habitantes es el centro de la vida política y económica del país. Al igual que otras grandes metrópolis, se enfrenta a múltiples problemas generados por la numerosa población y por la actividad económica que sustenta. Sin embargo, la comparación con otra urbe, válida en términos de escala, resulta inaceptable en el planteamiento de soluciones, entre otras razones, por tratarse de la única gran ciudad en el mundo que se halla localizada por arriba de los 2,000 metros sobre el nivel del mar.

México es una nación de recursos económicos limitados en relación a las elevadas inversiones que se requieren para la atención de las necesidades urbanas. Como ocurre en el caso de numerosos problemas del desarrollo nacional, además de recursos económicos, se requieren soluciones muy particulares, específicas para nuestro medio, que no

corresponden a los esquemas tecnológicos de las naciones industrializadas.

1.2 OBJETIVOS

Los objetivos que pretende lograr este trabajo son: conocer y analizar los consumos de agua y de energía eléctrica. En base a este análisis se propondrán posibles soluciones para un mejor aprovechamiento de los recursos existentes.

Se plantearán estas posibles soluciones de acuerdo a su importancia, separándolas en dos grupos uno en el que se consideran grandes cantidades de agua o energía eléctrica ("nivel macro") y en el otro se incluyen aquéllas que involucran cantidades moderadas ("nivel micro"), esperando que algunos planteamientos puedan servir de base para estudios posteriores que conduzcan a la consecución de los objetivos trazados.

1.3 ANTECEDENTES

En virtud de la escasez actual de agua potable y energéticos que tienen que afrontar las grandes ciudades del mundo, se considera necesario hacer un estudio tendiente a utilizar en forma más racional estos recursos.

1.3.1 El agua potable.

Siendo el agua un elemento vital y de suma importancia para toda forma de vida y consecuentemente muy necesaria en la vida moderna de las ciudades, es cada vez más escasa en el subsuelo, además que su extracción provoca graves problemas como en el caso de la Ciudad de México, en donde, en ocasiones, se hace necesario conducir el vital líquido por largas distancias con costos de inversión muy elevados, para satisfacer los requerimientos de agua potable de la población.

En el caso específico de la República Mexicana se tienen grandes problemas de escasez de agua en varias ciudades importantes. Se estima que se dispone de unos 360,000 millones de m³ de agua dulce de los cuales se utilizan 125,000 millones de m³ por año, que se distribuyen en: generación de energía eléctrica 75,000 millones de m³ (60% del total); en la agricultura 45,000 millones de m³ (36% del total); y para fines industriales y domésticos 5,000 millones de m³ (4% del total).

Por otra parte, es interesante señalar que arriba de la cota 500, solamente se tiene el 15% de los recursos acuíferos, mientras que de la población del país se tienen el 70% y de la producción industrial el 80%. Esto ha traído como consecuencia que en la mayoría de las poblaciones arriba de esta cota haya una sobreexplotación de todas las fuentes de provisión local, habiendo necesidad de recurrir, en muchos casos, a fuentes de abastecimiento externas, y en ocasiones, muy lejanas, con los consecuentes costos elevados por bombeo y conducción.

Por lo que, México se enfrenta a graves problemas de escasez de agua y específicamente en el Area Metropolitana del Valle de México, que comprende la zona urbana del Distrito Federal y las zonas urbanas de los municipios del Estado de México que colindan con éste y que prácticamente están conurbados.

En este trabajo se pretende señalar y despertar el interés por lograr un mejor aprovechamiento del agua y también evitar su desperdicio por parte del usuario.

1.3.2 La energía eléctrica

El satisfacer la demanda eléctrica, que día a día se incrementa grandemente, ha sido el resultado de complejos estudios de planeación eléctrica y económica que han conducido a magníficos resultados.

En su inicio estos estudios se hacían en forma local, tratando de construir una planta eléctrica que satisficiera la demanda de una cierta ciudad y sus alrededores, posteriormente al incrementarse las necesidades se crearon sistemas de varias plantas para esa misma zona en crecimiento; esos sistemas eléctricos operando independientemente cumplían con su misión de surtir de energía eléctrica a su zona respectiva, pero al incrementarse todavía más la demanda y ser ya los sistemas eléctricos de gran envergadura, se ejecutó la interconexión de estos grandes sistemas con lo que se ha optimizado su eficiencia al auxiliarse entre ellos, logrando una mayor producción sobre un capital invertido dado.

CAPITULO 2
DATOS BASICOS

Nos encontramos ahora ante el panorama de un aumento de las necesidades eléctricas del 8% anual o más, lo cual hace que se llegue a la conclusión de que, en los siguientes 30 años, es necesario construir plantas con 5 veces la capacidad de las que se instalaron en los 30 años pasados, o sea, si en 30 años se han instalado 7 000 000 KW en el mismo lapso se requieren tener 40 000 000 KW para cubrir las demandas, correspondiendo las necesidades de los siguientes 10 años a instalar un mínimo de 10 000 000 KW. Estas grandes capacidades requieren la inversión de muchos miles de millones de pesos.

Debido a estas grandes necesidades, los aprovechamientos cercanos económicos e ingenierilmente ideales se han ido agotando, habiendo necesidad de hacer estudios profundos y detallados para que las futuras costosas plantas eléctricas trabajen a su máxima eficiencia, para así aprovechar al máximo el capital invertido y lograr el más bajo costo de generación.

En el caso del Distrito Federal, que es por ahora la zona de mayor demanda tanto en Potencia como en Energía, su compleja planeación eléctrica se basa simplemente en encontrar la forma de satisfacer la demanda de electricidad que requiere las 24 horas del día. Esta demanda tiene variaciones en el transcurso del día: a las 4 de la mañana, en que parte de la industria está detenida y las personas descansando, las necesidades son pequeñas; en cambio, de las 19 a las 21 horas se tiene una demanda máxima debido a que las industrias están trabajando y el servicio doméstico y municipal están totalmente en servicio.

2.1 ABASTECIMIENTO, CONSUMO Y DEMANDA DE AGUA POTABLE EN EL AREA METROPOLITANA DE LA CIUDAD DE MEXICO

2.1.1 Consumo de Agua en Usos Domésticos.

En el año de 1974, la Comisión de Aguas del Valle de México (CAVM) realizó un estudio tendiente a determinar el consumo de agua en usos domésticos, para la determinación de estos consumos se tomaron en cuenta varios indicadores; siendo los ingresos por familia (\$/jefe de familia) y la densidad de población (habitante/hectárea) los más significativos, obteniéndose los resultados que se dan en la Tabla 2.1.

Según dichos resultados, el consumo de agua depende fundamentalmente del nivel socioeconómico de la población, correspondiendo los menores consumos a estratos con bajos ingresos y con altas densidades de población y por el contrario,

TABLA 2.1 CONSUMOS DE AGUA EN EL AREA METROPOLITANA
DE LA CIUDAD DE MEXICO (1974)

Densidad de Población. hab/ha	INGRESOS MENSUALES (\$/Jefe de Familia)				
	0 a 999	1000 a 2499	2500 a 4999	5000 a 9999	10 000 ó más
0	75	170	230	335	710
a	90	190	260	370	760
75	105	210	290	405	810
76	135	160	215	305	615
a	150	180	240	340	660
200	165	200	265	375	705
201	110	140	205	275	520
a	125	160	230	310	560
350	140	180	255	345	600
351	95	135	180	245	
a	110	155	205	280	
550	125	175	230	315	
551	85	120	175		
a	100	140	200		
750	115	160	225		

NOTA: En cada cuadro se dan 3 valores; el primero y el último son los límites inferior y superior y el central es el promedio. Estos valores están expresados en litros/habitante/día.

los consumos mayores, a los estratos con altos ingresos, que viven en áreas con baja densidad de población.

2.1.2 Consumo de Agua en Usos Diversos.

En el mismo estudio citado en el párrafo anterior, se determinaron los consumos por otros conceptos, así como los totales. Estos resultados se muestran en la Tabla 2.2.

En esta tabla se observa que los porcentajes mayores en el uso del agua son el consumo doméstico (60%), existiendo también un desperdicio de bastante consideración (20%).

2.1.3 Dotación de Agua Potable en las Delegaciones del Distrito Federal.

En la Tabla 2.3 se muestran las dotaciones asignadas en litros/habitante/día promedio en las diferentes delegaciones del Distrito Federal (tabla copiada del periódico "El Día" del 10 de julio de 1978).

2.1.4 Fuentes de Abastecimiento de Agua al Area Metropolitana de la Ciudad de México.

En 1976 el área de la Ciudad de México era abastecida de agua potable con 70.13 m³/s recibidos de varios sistemas, la aportación de cada uno de ellos se muestra en la Tabla 2.4.

TABLA 2.2 CONSUMOS DE AGUA POTABLE Y SU DISTRIBUCION EN EL AREA METROPOLITANA DE LA CIUDAD DE MEXICO (AMCM)

USOS	ZONA URBANA					
	A M C M		DISTRITO FEDERAL		ESTADO DE MEXICO	
	lt/hab/día	% del total	lt/hab/día	% del total	lt/hab/día	% del total
Domésticos	216.17	59.97	225.00	58.29	184.00	68.19
Servicios	27.32	7.58	31.68	8.21	11.83	4.38
Industrias	39.11	10.85	38.21	9.90	42.45	15.73
Areas verdes	6.61	1.83	6.00	1.55	8.77	3.25
Desperdicio	71.25	19.77	85.12	22.05	22.79	8.45
T o t a l	360.46	100.00	386.01	100.00	269.84	100.00
R E S U M E N						
Volumen servido	360.46	100.00	386.01	100.00	269.84	100.00
Consumo	289.21	80.23	300.89	77.95	247.05	91.55
Desperdicio	71.25	19.77	85.12	22.05	22.79	8.45

TABLA 2.3 SERVICIOS DE AGUA POTABLE EN LAS DELEGACIONES
DEL DISTRITO FEDERAL

DELEGACION	POBLACION (miles)			CONSUMO m3/s	DOTACION PROMEDIO lt/hab/día
	TOTAL	con agua	sin agua		
Azcapotzalco	566.6	482.9	83.7	2.708	413
Coyoacán	522.5	342.0	180.5	2.304	381
Cuajimalpa	93.1	13.0	80.1	0.371	344
Gustavo A. Madero	1 588.6	1 139.3	449.3	6.178	336
Iztacalco	561.7	451.5	110.2	2.158	332
Iztapalapa	870.7	449.8	420.9	3.457	343
M. Contreras	134.6	67.8	66.8	0.774	497
Alvaro Obregón	782.1	366.6	415.5	3.440	380
Tláhuac	114.0	76.1	37.9	0.523	396
Tlalpan	239.1	128.5	110.6	1.065	385
Xochimilco	229.2	123.5	105.7	0.944	356
Benito Juárez	610.8	536.8	74.0	3.372	477
Cuauhtémoc	866.0	672.5	193.5	4.039	403
Miguel Hidalgo	657.0	606.5	50.5	3.422	450
V. Carranza	806.8	788.1	18.7	3.922	420
Milpa Alta	50.4	46.1	4.3	0.230	394
Distrito Federal	8 693.2	6 291.0	2 402.2	38.907	387

NOTA: En la dotación se asigna a cada habitante su propio consumo y la parte que le corresponde dedicada a servicios urbanos e industriales.

FUENTE: Diario "El Día", 10 de julio de 1978.

**TABLA 2.4 FUENTES DE ABASTECIMIENTO
DE AGUA POTABLE AL AREA METROPOLITANA
DE LA CIUDAD DE MEXICO EN 1976**

S I S T E M A S	GASTO m3/s
Xochimilco	5.6
Ampliación Xochimilco-Mixquic	2.4
Pozos municipales	7.4
Pozos particulares	1.9
Manantiales del Poniente	0.6
Chiconautla	3.5
Peñón Viejo	0.9
Lerma	13.95
Plan de Acción Inmediata CAVM	13.97
Nezahualcóyotl	12.01
Pozos municipales del Edo. de México	3.5
Pozos particulares del Edo. de México	4.4
T O T A L :	70.13

FUENTE: Análisis de la Demanda de Agua para Uso Industrial. Revista Editada por CAVM. 1977.

Cabe mencionar que éstas fuentes se localizan dentro de la cuenca del Valle de México y que los acuíferos están siendo sobreexplotados (las aportaciones por precipitación pluvial son menores que las extracciones).

2.1.5 Demanda de Agua Potable en Zonas Verdes.

La distribución de agua potable en zonas verdes se muestra en la Tabla 2.5. Como se puede apreciar en esta tabla, el consumo es importante y podría sustituirse una parte de este caudal, con agua no potable proveniente de otras fuentes.

2.2 CAPACIDAD INSTALADA, GENERACION Y CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

2.2.1 Capacidad en Operación al 31 de Diciembre de 1976 y 1977.

La potencia instalada en KW y por tipo de planta a nivel nacional, se muestra en la Tabla 2.6.A; la generación bruta en GWH, tomando en cuenta la procedencia de dicha energía en la Tabla 2.6.B; y la generación neta en GWH en la Tabla 2.6.C.

Estas tablas tienen por objeto mostrar la magnitud de la potencia y energía eléctrica. Si se toma en cuenta que la instalación de cada KW instalado tiene un costo muy alto

TABLA 2.5 DEMANDA DE AGUA POTABLE EN ZONAS VERDES

Z O N A	NUMERO DE ZONAS			CONSUMO TOTAL m ³ /s		
	AMCM	DF	ESTADO DE MEX	AMCM	DF	ESTADO DE MEX
Bosques	8	5	3	0.75	0.47	0.28
Jardines	343	285	58	0.42	0.35	0.07
Camellones	593	386	207	0.71	0.46	0.25
Glorietas	99	66	33	0.03	0.02	0.01
Triángulos y plazas	91	15	76	0.02	0.00	0.02
Insts. Deportivas	8	8	-	0.21	0.21	-
T O T A L :	1 142	765	377	2.14	1.51	0.63

NOTA: Los 2.14 m³/s estimados para el AMCM y que representan la demanda de áreas verdes, se reducen a 1.53 m³/s, debido a la utilización de aguas residuales tratadas.

TABLA 2.6 CAPACIDAD EN OPERACION AL
31 DE DICIEMBRE DE 1976 Y 1977 (Nivel Nacional)

A- Potencia Instalada

TIPO DE PLANTA	CAPACIDAD EN KW	
	1976	1977
Geotérmica	75 000	75 000
Ciclo combinado	610 000	720 000
Hidroeléctrica	4 541 061	4 722 727
Vapor	5 011 175	5 062 425
Combustión interna	273 662	246 119
Turbogas	947 950	1 265 520
TOTAL :	11 458 848	12 091 821

B- Generación Bruta

ORIGEN	G W H	
	1976	1977
Hidroeléctrica	17 087	19 010
Térmica	27 545	29 958
TOTAL :	44 632	48 968

C- Generación Neta

ORIGEN	G W H	
	1976	1977
Hidroeléctrica	17 010	
Térmica	25 850	
TOTAL :	42 860	

FUENTE: Sector Eléctrico Nacional. Información Básica
CFE 1976.

(\$8000/kW aprox.), es importante prever su aprovechamiento óptimo.

2.2.2 Energía Vendida en GWH (1975, 1976 Y 1977).

En función de la tarifa contratada se formó la Tabla 2.7, en la cual se muestra cómo se distribuye la energía en los diversos usos. Se observa que en el aspecto energía eléctrica, los consumos mayores son en servicio en baja tensión (doméstico y alumbrado público) y servicio general en alta tensión (uso industrial), viéndose la necesidad de plantear alternativas y efectuar planteamientos tendientes a obtener ahorros de energía en esos renglones.

2.2.3 Capacidad de Energía Eléctrica Instalada por Tipo de Planta en el Período de 1970 a 1977.

Los datos de capacidad instalada proporcionados por la Comisión Federal de Electricidad se muestran en la Tabla 2.8. En esta tabla se puede ver como se ha ido incrementando la capacidad de generación, así como, la energía disponible, sabiéndose además, que el incremento en ambos se deberá mantener en los próximos años a costos que resultarán muy gravosos al país, razón por la cual, se plantea una optimización del uso de las instalaciones existentes.

2.2.4 Energía Eléctrica Disponible para el Consumo.

En la Tabla 2.9 se muestran los valores de energía

TABLA 2.7 ENERGIA VENDIDA (GWH)

T A R I F A		1975	1976	1977
1	Servicio doméstico	4 253	4 142	4 129
1A	Servicio doméstico para regiones de verano cálido	1 784	2 529	3 233
2	Servicio general hasta 40 KW de carga conectada	2 876	3 047	3 273
Sumas Tarifas 1 y 2 :		8 913	9 718	10 635
3	Servicio general para mas de 40 KW de C.I.	1 167	1 187	1 190
4	Servicio para molinos de nixtamal	181	195	194
5	Servicio para alumbrado público	1 240	1 302	1 461
7	Servicio temporal	30	28	33
Total Baja Tensión* :		11 550	12 465	13 513
6	Servicio para bombeo de agua potable y negras	1 349	1 561	1 668
8	Servicio general de alta tensión	12 635	13 012	13 214
9	Servicio para riego agrícola	2 257	2 437	2 652
11	Servicio de alta tensión para minas	793	950	1 048
12	Servicio general (ventas directas)	5 760	7 229	8 806
Total Alta Tensión** :		22 808	25 203	27 388
Suma ventas al detalle :		34 358	37 668	40 901
10	Servicio en alta tensión para reventas	209	220	243
VENTAS TOTALES*** :		35 419	38 211	41 312

I N T E R C A M B I O S

Entregas a CFE	511	373
Entregas a CLFC	8 831	10 506

- NOTAS: * Incluye 19 GWH recobrados por inspección de CFE en 1975 y 35 GWH por el mismo concepto en 1976.
 ** Incluye 14 GWH por entregas a la planta desaladora de Tijuana, B.C., por 1975 y 14 GWH mismo concepto en 1976.
 *** Incluye 852 GWH en proceso de facturación en 1975 y 323 GWH mismo concepto en 1976.

FUENTE: Información Básica - CFE 1976 y 1977.

TABLA 2.8 CAPACIDAD DE POTENCIA ELECTRICA
 INSTALADA POR TIPO DE PLANTA (MW)

PERIODO	CAPACIDAD	POR TIPO DE PLANTA	
		Hidráulica	Térmica
1970	7 414	3 227	4 087
1971	7 824	3 320	4 554
1972	8 502	3 321	5 181
1973	9 362	3 612	5 750
1974	9 647	3 601	6 046
1975	11 326	4 120	7 206
1976	12 182	4 255	7 927
1977	12 252	4 289	7 963

FUENTE: Secretaría de Comercio, Dirección General de Electricidad.

**TABLA 2.9 ENERGIA ELECTRICA DISPONIBLE
PARA EL CONSUMO (GWH)**

PERIODO	DISPONIBLE PARA EL CONSUMO	
	Generación	Importación
1970	28 068	186
1971	31 321	221
1972	34 450	310
1973	37 057	398
1974	40 751	383
1975	43 200	378
1976	46 212	311
1977	50 051	87

FUENTE: Secretaría de Comercio,
Dirección General de Electricidad

eléctrica disponible para el consumo en GWh en el período de 1970 a 1977, tomando en cuenta la generación y la importación.

2.2.5 Energía Consumida por Habitante y por Año en Función del Tipo de Servicio.

En la Tabla 2.10 se muestran las cantidades de energía que le corresponde a cada habitante anualmente en los servicios principales. Para la elaboración de esta tabla se tomó en cuenta la población nacional en el período 1975 a 1977 y el consumo de energía en los diferentes tipos de servicios.

Esta tabla se formó con datos tomados de "Información Básica C.F.E. - 1977". Aquí, como el caso del agua potable, se puede observar que existen conceptos que absorben grandes porcentajes del consumo total, los principales son: alta tensión general (36%) y servicio doméstico (25%).

2.2.6 Pronóstico de Consumo de Energía Eléctrica, Tomando como Base el Crecimiento de la Población.

En la Tabla 2.11 se muestra el prospecto de consumo de energía eléctrica hasta el año 2000. Este cuadro fue tomado de "Estudios del Desarrollo a Largo Plazo para los Sistemas Eléctricos de México", C.F.E. - 1976.

TABLA 2.10 ENERGIA CONSUMIDA ANUALMENTE POR HABITANTE
 Y POR TIPO DE SERVICIO. PERIODO DE 1975 A 1977

SERVICIO	KWH / HAB / AÑO		
	1975	1976	1977
	61.0x10 ⁶ Hab	63.1x10 ⁶ Hab	65.2x10 ⁶ Hab
Doméstico	146.1	154.0	163.1
Alta tensión general	207.1	206.2	202.7
Molinos de nixtamal	3.0	3.1	3.0
Riego agrícola	37.0	38.6	40.7
Bombeo de aguas potables y negras	22.1	24.7	25.6
T o t a l	580.6	605.6	633.6

NOTA: En el cuadro no se muestran todos los conceptos; el total se calculó en base al total facturado (Tabla 2.7)

FUENTE: Información básica C.F.E.

TABLA 2.II RESUMEN DEL PRONOSTICO PROPUESTO DE CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA
 CON UNA TASA DE CRECIMIENTO ANUAL A PARTIR DE 1984 DEL 8.65 %
 (NIVEL NACIONAL)

AÑO	1960	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000
Población (10 ⁶)	35.48	51.43	60.99	72.44	83.97	95.01	107.49	119.85
Tasa de crecimiento anual %		3.78	3.47	3.5	3.0	2.5	2.5	2.2
P.N.B. (10 ⁶ Dis. \$ 1964)	13609	26818	35950	55561	77840	105841	145434	201468
Tasa de crecimiento anual %		7.0	6.0	9.1	7.0	6.3	6.6	6.7
P. Per Capita (Dis. \$ 1964)	384	521	589	767	927	1114	1353	1681
Tasa de crecimiento anual %		3.1	2.5	5.4	3.9	3.7	4.0	4.4
KWH Per Capita	302	557	703	1087	1488	1991	2665	3619
Tasa de crecimiento anual %		6.3	4.8	9.1	6.5	6.0	6.0	6.3
Consumo de energía Eléctrica (GWH)	10728	28654	42872	78774	124955	189192	286451	433709
Tasa de crecimiento anual		10.3	8.4	12.9	9.7	8.65	8.65	8.65

Los datos anotados en esta tabla son a nivel nacional y resultan apropiados, pero se deberá tener en cuenta que en el país existen regiones sin servicio eléctrico, en las cuales es factible el desarrollo de microsistemas eléctricos.

2.3 TARIFAS

2.3.1 Tarifas de Agua Potable en el Distrito Federal.

Las tarifas de agua potable vigentes en el Distrito Federal se dan en la Tabla 2.12 (copiadas del Diario Oficial del 30 de diciembre de 1977). Estas tarifas será necesario reestructurarlas para lograr un consumo racional del agua potable.

2.3.2 Tarifas Eléctricas de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro.

Estas tarifas se resumen en la Tabla 2.13 (copiadas del Diario Oficial del 15 de noviembre de 1976). En esta tabla se muestran las tarifas que, para los propósitos de este trabajo, se consideran más importantes, las cuales servirán de base para comparar, económicamente, las alternativas respectivas que se analizarán en este trabajo.

TABLA 2.12 TARIFAS DE AGUA POTABLE
EN EL DISTRITO FEDERAL (1978)

POR CUOTA FIJA		CON MEDIDOR	
Diámetro del tubo de entrada (mm)	Cuota Bimestral (\$)	Consumo (m3)	Cuota (\$/m3)
hasta 13	200.00	hasta 60	mínima
hasta 19	4 000.00	hasta 100	1.40
hasta 26	6 000.00	hasta 125	2.00
hasta 32	9 000.00	hasta 150	2.50
hasta 39	11 000.00	hasta 250	3.50
hasta 51	15 000.00	hasta 500	4.50
hasta 64	27 000.00	hasta 1000	8.40
hasta 76	41 000.00	más de 1000	10.40
hasta 102	61 000.00		
hasta 152	82 000.00		

NOTA: Si el servicio es con medidor y el consumo en un bimestre es menor de 60 m3, se cubrirá la cuota mínima de \$ 60 bimestrales.

FUENTE: Diario Oficial del 30 de diciembre de 1977.

TABLA 2.13 TARIFAS ELECTRICAS DE LA COMPAÑIA
DE LUZ Y FUERZA, S.A. (RESUMEN)

TARIFA N° 1 SERVICIO DOMESTICO

0.484	\$/KWH	Los primeros 50 KWH en un mes
0.825	\$/KWH	Los siguientes 50 KWH en un mes
1.485	\$/KWH	Por cada KWH adicional a los anteriores

Mínimo mensual

2.42	\$	Para un hilo de corriente
27.50	\$	Para dos hilos de corriente
49.50	\$	Para tres hilos de corriente

TARIFA N° 2 SERVICIO GENERAL HASTA 40 KW DE CARGA CONECTADA

0.8125	\$/KWH	Por cada uno de los primeros 50 KWH
0.975	\$/KWH	Por cada uno de los siguientes 50 KWH
1.2188	\$/KWH	Por cada uno de los siguientes 100 KWH
0.8125	\$/KWH	Por cada uno de los siguientes 3000 KWH
0.5688	\$/KWH	Por cada KWH adicional a los anteriores

Mínimo mensual

4.88	\$	Para un hilo de corriente
73.13	\$	Para dos hilos de corriente
146.25	\$	Para tres hilos de corriente

TARIFA N° 5 SERVICIO PARA ALLUMBRADO PUBLICO

0.5005	\$	Por cada KWH por la energía consumida
0.6964	\$	Por cada KWH por energía consumida en baja tensión
0.6093	\$	Por cada KWH por energía consumida en alta tensión en el Distrito Federal
0.827	\$	Por cada KWH por energía consumida en baja tensión en el Distrito Federal

TARIFA N° 6 SERVICIO PARA BOMBEO DE AGUAS POTABLES O NEGRAS

0.4848	\$	Por cada KWH
--------	----	--------------

Mínimo mensual

22.2424	\$	Por cada KW de demanda contratada
---------	----	-----------------------------------

TABLA 2.13 TARIFAS ELECTRICAS DE LA COMPAÑIA
DE LUZ Y FUERZA, S.A. (Continuación)

TARIFA N° 8 SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION

21.0353	\$	Por cada uno de los primeros 50 KW de demanda base de facturación
28.6845	\$	Por cada KW adicional de demanda base de facturación
0.4781	\$	Por cada uno de los 90 KWH por cada KW de demanda base de facturación
0.3825	\$	Por cada uno de los siguientes 180 KWH por cada KW de demanda base de facturación
0.2868	\$	Por cada KWh adicional a los anteriores.

TARIFA N° 12 SERVICIO GENERAL PARA 5000 KW O MAS DE
DEMANDA CONTRATADA A TENSIONES DE 66 KV O SUPERIORES

69.3943	\$	Por cada KW de demanda base de facturación
0.2959	\$	Por cada uno de los primeros 180 KWH por cada KW de demanda base de facturación
0.2421	\$	Por cada uno de los siguientes 258 KWH por cada KW de demanda base de facturación
0.1614	\$	Por cada KWH adicional a los anteriores

FUENTE: Diario Oficial del 15 de noviembre de 1976.

CAPITULO 3
PLANTEAMIENTO Y ANALISIS PRELIMINAR
DE ALTERNATIVAS A NIVEL MACRO

3.1 APROVECHAMIENTOS HIDRAULICOS EN PLANTAS DE ACUMULACION POR BOMBEO

3.1.1 Introducción

En esta alternativa se plantea una cuestión bastante estudiada a nivel mundial y también a nivel nacional por la Comisión Federal de Electricidad, quien ha realizado estudios referentes a plantas de acumulación. Sin embargo, aquí se consigna este tópico por considerarse de mucho interés en la actualidad para las condiciones existentes en el país.

El trabajo pretende describir, en forma general, las razones que justifican este tipo de instalaciones, así como también, sus elementos constitutivos y la importancia particular de cada uno de ellos, para un proyecto específico.

3.1.2 Antecedentes

La carga global de un sistema está constituida por un gran número de cargas individuales de diferente clase (industrial, comercial, residencial). La potencia suministrada en cada instante por un sistema, es la suma de la potencia absorbida por las cargas más las pérdidas en el sistema. Aunque la conexión y desconexión de las cargas individuales es un fenómeno aleatorio, la potencia total demandada varía en función del tiempo, siguiendo una curva que puede predecirse con bastante aproximación y que depende del ritmo de las actividades humanas en la región servida por el sistema.

En la fig 3.1.1, se muestra una curva que representa la variación de la potencia demandada al Sistema Interconectado del Sur (que suministra energía eléctrica a la parte central y sur de la República Mexicana, exceptuando la península de Yucatán) en una semana del mes de enero de 1972*.

La forma de las curvas de carga diaria de un sistema es una de las características más importantes del mismo y es la que define la manera de utilizar las unidades generadoras, particularmente las hidroeléctricas ya que éstas se destinan a cubrir la parte variable de la curva de carga.

*FUENTE: Comisión Federal de Electricidad.

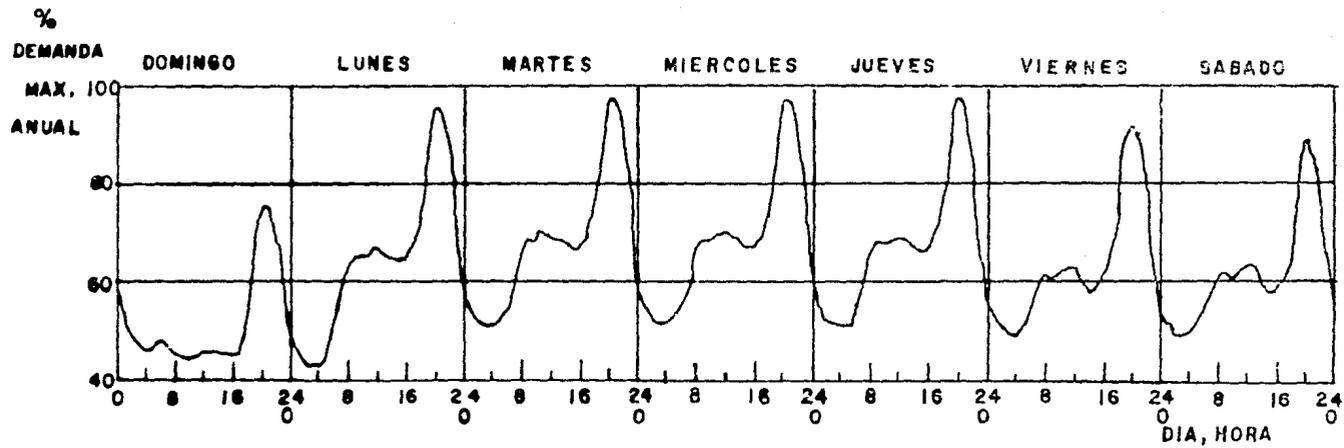


Fig. 3.1.1 Curva de demanda de potencia en una semana del mes de enero (1972)

SISTEMA INTERCONECTADO DEL SUR C.F.E.

La demanda de energía eléctrica es extremadamente variable; primero siguiendo un ciclo diario el cual tiene tres periodos bien definidos: 1) el periodo de demanda mínima con un nivel entre el 42 y 50% del pico máximo del año y una duración desde las 0 a las 6 horas, con excepción de los domingos y días festivos, 2) el periodo de demanda media, con un nivel que varía entre 60 y 75% del pico máximo del año y con duración desde las 7 a las 18 horas, y 3) el periodo de pico con nivel entre el 90 y 100% del pico máximo del año, con excepción del domingo, donde el pico llega a un nivel entre el 72 y 77% del pico máximo del año, la duración de este periodo es entre las 18 y las 23 horas; sin embargo, la forma del pico es de pendiente muy pronunciada, manteniendo los valores máximos aproximadamente una hora.

La segunda variación es estacional y para nuestros propósitos de poca importancia.

El área bajo la curva representa la energía eléctrica generada durante ese periodo de tiempo.

La ordenada máxima de la curva determina la capacidad de generación de que se debe disponer para poder satisfacer la demanda. La relación entre el área bajo la curva y el área que se obtendría si la demanda se mantuviese a su valor máximo durante todo el periodo de tiempo considerado, se llama FACTOR DE CARGA.

El factor de carga en nuestro medio es del orden de 0.60. Dada la importancia del factor de carga en la planeación de la capacidad de generación instalada, es conveniente consignar el comportamiento de este parámetro en sistemas eléctricos de países con niveles de desarrollo industrial más avanzado, los cuales han logrado obtener valores superiores a 0.80, instrumentando políticas tarifarias que induzcan a los consumidores a modificar sus hábitos de consumo de energía eléctrica.

Es obvio que entre mayor sea el valor del factor de carga, más económica resulta la generación de energía eléctrica.

La utilización más atractiva de un aprovechamiento hidroeléctrico es el cubrimiento del pico diario de carga, dada la simplicidad para arranque y paro de sus unidades.

La demanda que se considera típicamente de pico es aquella cuyo nivel es superior al nivel definido como carga intermedia. El pico se caracteriza por dos valores:

- 1) La Magnitud. La cual se calcula como la diferencia entre el nivel máximo de la demanda y el nivel de carga intermedia.
- 2) La Energía. Cuyo valor se obtiene mediante la integración de la curva de carga, teniendo como límite inferior el nivel de carga intermedia en la escala de potencia y entre las 18 y 23 horas en la escala del tiempo.

Por otra parte, se sabe que existe la tendencia de que se incremente el consumo "per cápita" de energía eléctrica a través del tiempo, así como también, el incremento total por el crecimiento demográfico, motivo por el cual, se tiene planeado incrementar la capacidad de generación, primordialmente con plantas térmicas y nucleares de gran capacidad. Paralelamente, se desarrolla un interés creciente por las plantas de acumulación por bombeo ya que la combinación de estos dos tipos de instalaciones ofrece grandes ventajas para poder satisfacer las necesidades de energía en forma económica.

3.1.3 Plantas de Acumulación o de Rebombeo

La necesidad de generar energía eléctrica de pico en condiciones aceptables desde el punto de vista de inversiones, costos anuales y flexibilidad de operación, originó a partir de principios del siglo, las instalaciones designadas indistintamente como plantas de acumulación, de almacenamiento-bombeo o de rebombeo.

Estas plantas utilizan la energía eléctrica sobrante durante las horas de mínima demanda para bombear agua a un depósito elevado, desde el cual se hace descender durante las horas de máxima demanda.

En la fig 3.1.2 se muestran los períodos de operación en bombeo y en generación de una planta de acumulación en una semana.

El ciclo de bombeo-generación requiere de 1.3 a 1.4 KWH para producir 1 KWH en horas de pico. El interés que despiertan estas instalaciones se debe a que la energía en las horas de pico tiene un valor de 3 a 5 veces el de la energía recibida.

También existe la tendencia de que aumente esta relación, debido a la instalación de termoeléctricas de gran tamaño y más eficientes.

Las ventajas que ofrecen este tipo de instalaciones son:

- a) Contribuyen a una operación más eficiente de las instalaciones térmicas, al aumentar el factor de planta.
- b) Se adaptan fácilmente a fluctuaciones de carga muy pronunciadas.
- c) Al aprovechar las reducciones en el costo de la energía y teniendo en cuenta su lenta depreciación física, las plantas de acumulación no han sido susceptibles de depreciación funcional u obsolescencia, antes bien, han experimentado una revaluación con el transcurso del tiempo.
- d) El costo anual total de las plantas de acumulación ha llegado a resultar más bajo que el de operación y mantenimiento de instalaciones anacrónicas, facilitando el retiro de éstas.
- e) Circunstancialmente, las plantas de acumulación han permitido anticipar la instalación de unidades térmicas más grandes al proveer, a bajo costo, la capacidad de reserva adicional correspondiente a esas unidades.

- f) Las plantas de acumulación se han asociado a diversas funciones en otros sectores o en el propio sector eléctrico, que han justificado una parte substancial de las inversiones.
- g) La incorporación de una planta de acumulación en un sistema con instalaciones térmicas, trae como consecuencia un incremento en los costos por concepto de combustible, ese incremento en el costo total no es significativo, cuando se combinan instalaciones térmicas razonablemente eficientes en conjunto con sitios atractivos para plantas de acumulación.

3.1.4 Elementos Constitutivos de las Plantas de Acumulación

Básicamente y en su forma más elemental, una instalación de bombeo o planta de acumulación consta de: dos vasos de almacenamiento, uno inferior y otro superior; equipo electromecánico necesario, ya sea en grupos reversibles o equipos separados; obras de toma y de conducción necesarias y todos los demás elementos necesarios para la alimentación de energía eléctrica para los períodos de bombeo y para la transmisión a los centros de consumo en los períodos de generación.

El establecimiento de las características óptimas de los elementos constitutivos de una planta de acumulación, puede hacerse con base en el criterio de que se obtenga el mínimo costo de producción por KWH de energía de pico.

En los párrafos siguientes se describirán, en forma breve, los elementos principales de las instalaciones de acumulación, haciendo énfasis en lo referente al equipo hidráulico, por considerarse el de mayor importancia.

3.1.4.1 Vasos

La determinación de la capacidad de los vasos se expresa, generalmente, en horas de funcionamiento a plena carga y depende de un gran número de variables. Siendo muy difícil decir cuál o cuáles son las más importantes, ya que esto depende de las características propias de cada proyecto.

La formación de los vasos puede ser:

a) Vasos naturales. La disponibilidad de vasos naturales, tales como lagos o ríos caudalosos, en combinación con circunstancias topográficas, geotécnicas y de situación aceptables para los demás elementos constitutivos de una planta de acumulación, puede considerarse excepcional.

b) Vasos formados con presas o diques. La formación de vasos mediante el cierre de valles, ofrece en general las mejores posibilidades de desarrollo de plantas de acumulación de grandes potencias. Para el cierre de valles se adoptan tipos de cortinas similares a las de plantas hidroeléctricas convencionales, pero con costos unitarios substancialmente menores como consecuencia de la ausencia de obras de desvío y excedencias.

c) Vasos excavados a cielo abierto. En regiones con alta densidad de población, en donde resulta prohibitiva la inundación de valles, se ha recurrido a adoptar vasos excavados a cielo abierto, que pueden estar complementados con muros de concreto o diques de tierra.

d) Vasos subterráneos excavados. Se ha propuesto por un grupo de ingenieros suecos la idea de realizar una instalación totalmente subterránea, excepto el vaso superior que estará constituido por un lago natural, por un río caudaloso o por el mar.

En una instalación pueden combinarse los diferentes tipos de vasos, siendo numerosas las combinaciones que pueden lograrse y que dependerán, fundamentalmente, de las características propias de cada proyecto.

3.1.4.2 Conducciones

Debido a que el funcionamiento de las plantas de acumulación a plena carga, incluyendo bombeo, es del orden de 1000 a 2000 horas/año, en contraste con las 1500 a 6000 horas/año que operan las hidroeléctricas convencionales, los diámetros adoptados para las plantas de acumulación son substancialmente menores que los correspondientes a plantas hidroeléctricas ordinarias (en función del diámetro económico).

Por lo que respecta al tipo de conducciones se pueden mencionar los siguientes:

- a) Conducciones subterráneas sin revestir.
- b) Conducciones subterráneas revestidas con concreto.
- c) Conducciones exteriores de acero.
- d) Conducciones exteriores de concreto reforzado.
- e) Conducciones subterráneas blindadas.
- f) Canales.

Al igual que para los demás elementos, la elección de la conducción se hará en función de las características propias de cada proyecto.

3.1.4.3 Máquinas hidráulicas para plantas de acumulación.

El desarrollo de las máquinas hidráulicas ha avanzado considerablemente en los últimos años, haciendo posible mejorar las eficiencias de operación, una disminución en la cavitación y por tanto, la posibilidad de utilizar velocidades específicas mayores; los estudios realizados últimamente, la experiencia de muchos años en el diseño del sistema de manejo y los avances realizados en el aspecto del control automático han hecho posible llegar a tener tiempos de cambio de operación muy cortos y mantener dentro de límites admisibles, las variaciones de presión y los esfuerzos de vibración durante el paso de un servicio a otro. Se ha demostrado la eficacia de los equipos para mando a distancia y de autoconservación parcial, lo que significa una considerable economía en los costos de operación.

Desde el año 1905 se construyen máquinas hidráulicas para instalaciones de acumulación por bombeo. Al principio se utilizaban grupos separados, en los cuales la bomba se acoplaba a un motor y la turbina a un generador. Posteriormente, se desarrolló la técnica de los grupos ternarios, en los cuales una bomba de acumulación y una turbina, separadamente, se acoplan a una sola máquina eléctrica que funciona como generador o como motor. A partir del año 1920, aparece en varias publicaciones la idea de la utilización de máquinas hidráulicas reversibles. Varios años después, algunos fabricantes de turbinas empezaron a estudiar las posibilidades de su realización, sin embargo, la primera turbina-bomba de tipo radial se construyó hasta 1937.

En base de varios años de experiencia en el diseño y construcción de equipos hidráulicos de plantas de acumulación, ha sido posible conseguir progresos importantes en el desarrollo de éstos.

A continuación se presentan y comparan las diferentes formas y disposiciones de máquinas para plantas de acumulación.

Diseño Hidráulico

Para centrales de acumulación por bombeo, es necesario elegir el tipo de bomba más apropiada para las condiciones particulares de cada caso, teniendo en cuenta, sin embargo, las necesidades de la turbina. Para poder comparar el rendimiento máximo que puede esperarse para

diferentes tipos de bombas se ha elaborado la tabla 3.1.1 que a continuación se muestra. Los rendimientos se refieren a una velocidad específica media para todos los tipos de $N_s^* = 150$; los valores se han indicado comparándolos con el rendimiento óptimo para una bomba de dos entradas y un paso. En dicha tabla el valor de referencia, igual a 1.000, puede suponerse equivalente a 92.5% para grupos de unos 70 MW de potencia unitaria.

TABLA 3.1.1 RENDIMIENTO COMPARATIVO EN BOMBAS

Características de la bomba	Rendimiento
2 entradas 1 paso	1.000
1 entrada 1 paso	0.994
1 entrada 2 pasos	0.979
1 entrada 2 pasos back to back	0.985
2 entradas 2 pasos	0.987
1 entrada 4 pasos	0.975
Turbinas-bombas en bombeo	
1 entrada 1 paso	0.990

$$N_s^* = 3.65 N Q^{1/2} H^{-3/4}$$

donde: N en (r.p.m.); Q en (m³/s); H en (m)

El rendimiento máximo de la bomba no sólo depende del tipo de ésta, del tamaño de la máquina y de la carga, sino que también es función de la velocidad específica.

La fig 3.1.3 muestra los rendimientos de las bombas radiales de una entrada y un paso en función de la velocidad específica; para conseguir rendimientos óptimos es necesario tratar de obtener un diseño con velocidad específica alta, siempre que sea posible lograr la correspondiente carga en la succión. Esto es aplicable también para turbinas-bombas en funcionamiento como bomba.

Las bombas de acumulación y turbinas-bombas construidas, han sido diseñadas para presiones de 150 a 400 m por paso, siendo la mayoría de ellas para alturas de 200 m. Cuanto mayor es la presión por paso, tanto más exactos deben ser los perfiles de las paletas y las superficies interiores de los rodetes.

Teniendo en cuenta los costos para la ingeniería civil, es preciso lograr una carga en la succión lo menor posible. En ciertos casos, en común acuerdo entre el usuario y el fabricante, se puede admitir cierta cavitación en los puntos de operación más desfavorables.

En todos los casos normales, con un embalse superior y uno inferior, para la turbina resultan carga neta inferior a la carga total de la bomba, debido a las pérdidas de carga en la tubería.

En las turbinas-bombas, se obtiene un rendimiento menor en el funcionamiento como turbina comparándolo con grupos ternarios. Esta diferencia en la eficiencia es superior, cuando es mayor la variación de cargas.

Se ha encontrado que cuando la relación entre la potencia de turbinado y bombeo varía entre los límites de:

$$\frac{\text{Potencia como turbina}}{\text{Potencia como bomba}} = 0.9 \text{ a } 1.25$$

la disminución en la eficiencia como turbina no es significativa.

En la fig 3.1.4 se presentan los rendimientos en generación de máquinas hidráulicamente comparables (una turbina Francis, espiral y una turbina-bomba con distribuidor regulable) en función de la potencia.

Los problemas de cavitación en funcionamiento como turbina no existen en grupos de bombeo, pues las máquinas se instalan en las profundidades que exige la altura de succión de la bomba que resulta ser, generalmente, mayor a la necesaria para evitar cavitación en funcionamiento como turbina.

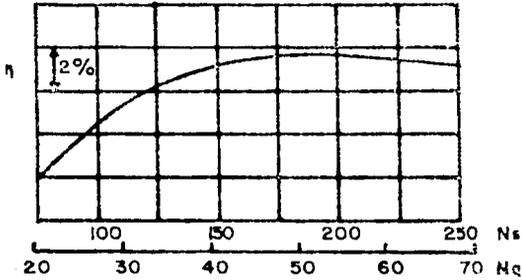


Fig. 3.1.3 Curva de eficiencias de bombas de una entrada y un paso en función de la velocidad específica

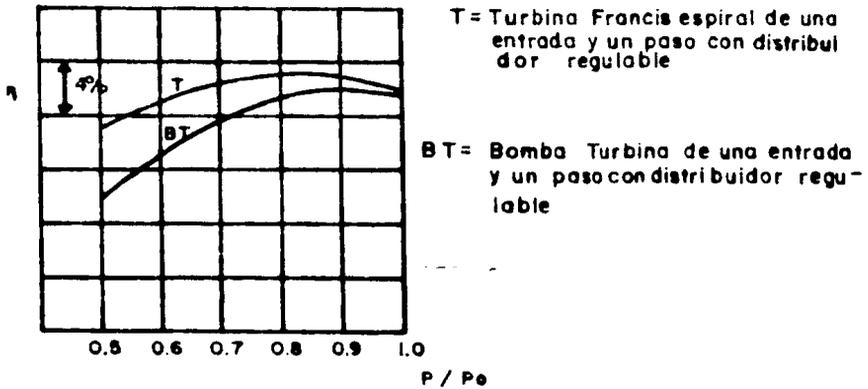


Fig. 3.1.4 Rendimientos para funcionamiento como turbina en función de la potencia

Disposición de las máquinas

En la mayoría de las centrales, los grupos de 3 máquinas se han dispuesto con eje horizontal y las turbinas-bombas (2 máquinas) con eje vertical.

En la fig 3.1.5 se resumen las disposiciones más usuales, indicando para cada forma, valores de tiempo comparativos de arranque y de cambio de servicio, así como las características esenciales de cada sistema.

A continuación se describen las características principales de funcionamiento de los grupos enumerados en la fig 3.1.5, bajo los índices I a IX.

Grupos de acumulación por bombeo con turbinas y bombas separadas

I Bomba y turbina acoplada rígidamente al motor y generador.

En turbinado y bombeo, el rodete de la bomba y de la turbina, respectivamente, giran en el aire. El rendimiento total de grupo está afectado, pues siempre gira uno de los rodetes en el aire, con las correspondientes pérdidas por ventilación. Esta disposición es, especialmente, apta para bombas de un paso.

Disposicion del grupo	Tiempos de manobra en segundos			
	de n = 0 a generacion	de bombeo a generacion	de n = 0 a bombeo	de generacion a bombeo
I 	80-110	50-70	90-120	50-70
II 	60-90	120-180	90-120	360-480
III 	60-90	50-70	90-120	100-130
IV 	60-90	40-50	80-110	30-40
V 	60-90	40-50	80-116	30-40
VI 	60-100	90-120	240-360	-
VII 	60-100	90-120	300-480	540-720
VIII 	60-100	90-120	180-210 180-180	210-390 180-360
IX 	60-100	90-120		

B = bomba BT = bomba-turbina MG = motor-generador T = turbina
W = convertidor de par ZK = acoplamiento de dientes A = turbina de arranque

Fig. 3.1.5 Disposiciones más usuales de las máquinas en centrales de acumulación

II Turbina acoplada rígidamente al rotor del motor-generador y la bomba por medio de acoplamiento de dientes.

En este caso para la operación de turbinado se desacopla la bomba.

En este tipo de disposición no hay pérdidas por ventilación durante el turbinado, por lo que el rendimiento total del grupo es mayor que con la disposición I. Una desventaja es el tiempo que se tarda para pasar de turbinado a bombeo, pues el grupo debe frenarse hasta pararse completamente.

III Turbina acoplada rígidamente al motor-generador y la bomba por medio de un acoplamiento de dientes combinado con una turbina de arranque.

En este caso no es necesario desconectar el motor-generador de la red eléctrica en el cambio de turbinado a bombeo.

IV Turbina acoplada rígidamente al motor-generador y la bomba con acoplamiento de dientes y convertidor de par.

El convertidor de par substituye a la turbina de arranque del caso anterior, permitiendo el cambio de turbinado a bombeo con la máquina llena de agua.

V Turbina unida al motor-generador con acoplamiento de dientes, y bomba con acoplamiento de dientes combinado con convertidor de par.

Con esta disposición se tiene un mínimo de pérdidas por ventilación en bombeo, en generación o trabajando como condensador síncrono.

Grupos de acumulación por bombeo
con turbinas-bombas regulables

VI Turbina-bomba acoplada rígidamente.

Para arranque en operación de bombeo es necesario aerear el rodete.

VII Grupo con motor de arranque.

En la mayoría de los casos las turbinas-bombas se arrancan con el rodete aereado, por medio de un motor de arranque acoplado rígidamente al motor generador; la potencia de este motor auxiliar debe ser de un 6 a 8% de la potencia nominal del motor principal.

VIII Grupo con turbina de arranque.

En algunos casos es conveniente una turbina de arranque en lugar del motor, especialmente en casos de cargas altas; la turbina de arranque deberá ser de un 8 a 12% de la potencia nominal del equipo.

IX Grupo con convertidor hidráulico de arranque y acoplamiento de dientes.

Intercalando un convertidor de par entre el motor generador y la turbina-bomba no es necesaria la aereación del rodete, incluso durante el funcionamiento como condensador síncrono.

Esta solución puede tener ventajas en casos especiales con altas velocidades.

Consideraciones de diseño y servicio

La tendencia a desarrollar grupos de potencias unitarias mayores trae como consecuencia, elevadas exigencias en el diseño.

Al aumentar las potencias unitarias de los grupos, un fallo del mismo repercute en mayor escala sobre la red, por lo que es necesario aumentar la seguridad de funcionamiento de la máquina, así como la vida de las piezas sujetas a desgaste.

En este sentido debe prestarse especial atención a los cojinetes, juntas del eje y anillos de desgaste.

La seguridad de funcionamiento de las centrales se aumenta, notablemente, mediante un control automático de las condiciones estacionarias de funcionamiento y de los cambios de turbinado a bombeo o viceversa; también cabe citar los avances logrados, en el campo del telecontrol

de las mencionadas centrales, lográndose con esto considerables ahorros.

3.1.5 Costos

Al nivel de este estudio es muy difícil precisar, cuando menos con cierta confiabilidad, un costo índice general, a manera de ejemplo y bajo ciertas suposiciones, se hará el cálculo del costo de la energía de pico producida en una planta de bombeo.

Se supone un costo de \$8500/KW instalado para una hidroeléctrica convencional y para una planta de bombeo se supondrá un costo de 80% de éstas. Por tanto:

$$8500 \text{ \$/KW} \times 0.8 = 6800 \text{ \$/KW}$$

si la instalación se deprecia en un período de 25 años, con un interés de capital de 15% , la anualidad resulta:

$$(A/P, n = 25, i = 0.15) = 0.1546994$$

$$\text{costo anual} = 0.1546994 \times 6800 = 1052 \text{ \$/KW}$$

si la planta de acumulación produce 4 hr/día, 5 días/semana, 52 semanas/año; la planta podrá producir 1040 KWH/KW.

Si el costo de la energía de base es de 0.32 \$/KWH y además para producir 1 KWH en el pico se requiere 1.6 KWH de base, tenemos:

$$\text{Costo por energía} = 1.6 \times 0.32 = 0.512 \text{ \$/KWH}$$

Resumiendo, tenemos:

Costo por instalaciones y equipo	1.012 \\$/KWH
Costo por energía de base	0.512 \\$/KWH
Costos por operación y mantenimiento	0.030 \\$/KWH
COSTOS TOTALES :	1.534 \\$/KWH

Esto representa 4.85 veces el costo de la energía de base.

3.1.6 Conclusiones y Recomendaciones

1) Según lo consignado se ve que este tipo de instalaciones está siendo aceptado en un gran número de sistemas eléctricos de todo el mundo.

2) En nuestro país, se han realizado estudios tendientes a determinar la conveniencia de instalar este tipo de plantas, sin haberse realizado alguna y sin que se tenga conocimiento de que se vayan a instalar en un futuro próximo.

3) Se piensa que para las condiciones de los sistemas eléctricos de la República Mexicana, sería muy conveniente la instalación de este tipo de plantas, además de tenerse varios sitios con las condiciones apropiadas y también teniendo en cuenta que la Comisión Federal de Electricidad está construyendo y tiene programado construir grandes plantas térmicas y nucleares.

4) En lo referente a las máquinas hidráulicas se ve la tendencia a usar exclusivamente las reversibles y de grandes capacidades unitarias (mayores a 50 MW).

5) Según se vió en el análisis de costo, la relación de costos de la energía de pico a la energía de base es del orden de 4.85, mientras que por otras formas, llega a ser de hasta 6.0, lo cual confirma la conveniencia de un estudio más a fondo sobre plantas de acumulación.

6) Por último, a manera de recomendación, señalaros la posibilidad de aprovechar los caudales de agua que se importarán al Area Metropolitana de la Ciudad de México; o también, en el caudal de aguas negras que se produce en ésta y que se exporta a otras cuencas y que en su conducción pasa por sitios con posibilidades para construir una planta de acumulación.

3.2 ANALISIS COMPARATIVO DE COSTOS DE UN PROGRAMA PARA EVITAR FUGAS CONTRA COSTO DE SUMINISTRO DE AGUA POTABLE EN BLOQUE

3.2.1 Introducción

La ciudad de México afronta en la actualidad un problema que, con el tiempo, ha tendido a incrementarse, y es referente a la dotación de agua potable para todos sus habitantes. La razón de ello es debida al gran crecimiento de la ciudad.

El año de 1970 la ciudad recibía una dotación de 32.7 m³/s, cifra que se ha incrementado a 39 m³/s (datos de 1976), debido a la gran demanda a consecuencia de la instalación de 577,104 tomas de agua. El 84% de la población reciben agua en su domicilio, llegando a consumir hasta 400 lt/hab/día; el 12% se surten en hidrantes públicos y el 4% la reciben a través de carros tanques, consumiendo un promedio de 40 lt/hab/día.

3.2.2 Antecedentes

Desafortunadamente, en la ciudad no se tiene conciencia del uso adecuado del agua, existe mucho derroche de este vital líquido; un ejemplo son las personas que suelen lavar sus carros con el agua que fluye de una manguera, utilizando más de la adecuada; otro lo constituyen las personas que utilizan más agua de la debida para regar sus prados y jardines; y así como estos dos ejemplos, se pueden citar otros más. Por otro lado, podemos sumar las fugas de agua potable en los edificios y casas habitación debido a tuberías defectuosas, corroídas o mal instaladas; las averías en las cajas de los baños o desgaste por oxidación; la necesidad de cambio de empaques en las tomas de agua (grifos) que constituyen una de las fugas más comunes en la mayoría de las casas. Y por último, se tiene el desperdicio que se registra en las redes de distribución. Dichas redes presentan dislocamientos como consecuencia del hundimiento de la ciudad lo cual se traduce en fugas. La suma total de estos desperdicios resulta ser del orden de 22.4% del consumo total (1976), lo que es aproximadamente la aportación del río Lerma.

Se prevé que para el año 2000 habrán en la ciudad de México 26 millones de habitantes, mismos que necesitarán un caudal de 105 m³/s, incluyendo pérdidas.

Tomando en cuenta lo anterior, podemos decir que, por cada millón de habitantes que aumenta en la ciudad, se necesitarán traer 4.47 m³/s más de líquido. Un dato relacionado con la conducción y bombeo del líquido es que al gobierno le costará 500 millones de pesos traer 1 m³/s.

3.2.3 Costo máximo aceptable de la reparación de redes para evitar fugas

En base en lo antes expuesto y suponiendo que el gobierno propusiera reparar fugas, se tendría:

Al gobierno le cuesta 500 millones de pesos traer 1 m³/s. Si se dispusiera de mil millones de pesos para reparar fugas, el porcentaje a reparar, para que la inversión resultara costeable sería:

Se traen 39 m³/s (por fugas, el 22.45% de esos 39 m³/s, equivale a 8.755 m³/s).

Costo del m³/s = 500 millones de pesos
Costo del caudal por fugas = 8.755 x 500 millones de pesos =
4,377.5 millones de pesos.

Si se invirtieran los mil millones de pesos para reparar las fugas, la parte que se realice tendrá que ser cuando menos el 22.84% del total, para que la inversión resulte costeable.

Con los mil millones de pesos disponibles para reparación de fugas, se podrían traer 2 m³/s de agua, independientemente de que se reparen o no, las fugas.

3.2.4. Comparación de costos para evitar fugas en grifos vs costo del agua potable en bloque

Existen en la ciudad un gran número de válvulas de globo (grifos), en las cuales el agua se filtra continuamente debido a empaques defectuosos, originando un desperdicio considerable del vital líquido.

Si se evaluara el caudal y el costo que se tendría con las reparaciones de los grifos defectuosos y se comparara con lo que cuesta traer ese caudal, supondríamos lo siguiente:

Diámetro de una gota de agua = 0.005 m

Número de gotas por minuto = 240

Costo de la mano de obra por cambio de empaque de la válvula defectuosa = 50 pesos

Costo del empaque = 5 pesos

Número de válvulas defectuosas = un millón

Volumen de una esfera = $\frac{4}{3} \times 3.1416 \times r^3$

Sustituyendo el valor de r:

$$V = 4/3 \times 3.1416 \times (0.0025)^3 = V = 6.544 \times 10^{-8} \text{ m}^3$$

Se calcula el caudal en una hora:

$$60 \text{ min} \times 240 \text{ g} \times 6.544 \times 10^{-8} \text{ m}^3/\text{g} = q = 9.423 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{hr}$$

Calculando el gasto total en un millón de válvulas:

$$1\ 000\ 000 \times 9.423 \times 10^{-4} = Q = 942.3 \text{ m}^3/\text{hr}$$

$$Q = 0.262 \text{ m}^3/\text{s}$$

Costo de 1 m³/s = 500 millones de pesos

Costo que representaría traer ese caudal ahorrado con las reparaciones:

$$500 \text{ millones de pesos} \times 0.262 \text{ m}^3/\text{s} = \underline{131 \text{ millones de pesos.}}$$

Costo total de la mano de obra utilizada para reparar el millón de válvulas defectuosas:

$$50 \text{ pesos/válvula} \times \text{un millón válvulas} = 50 \text{ millones de pesos.}$$

Costo total de un millón de empaques:

$$5 \text{ pesos/empaque} \times \text{un millón empaques} = 5 \text{ millones de pesos.}$$

Sumando costo de mano de obra y costo de empaques, se tendrán; 55 millones de pesos, que es mucho menor que lo que costaría traer el caudal ahorrado.

3.2.5 Evaluación de las Fugas en las Cajas de Agua de los Baños y Comparación de su Costo vs el Costo del Agua Potable en Bloque

Otra de las fugas más comunes en las casas habitación es la que se registra en las cajas de agua de los baños; fuga que es ocasionada por desperfecto del cono tapón, el cual necesita ser cambiado por uno en perfectas condiciones de uso.

Aquí, también se comparará el caudal y el costo total obtenido en hacer el cambio del cono tapón, contra lo que costaría traer ese caudal ahorrado.

Si se supone un diámetro del tubo alimentador de la caja de agua:

$$D = 0.0063 \text{ m}$$

Gasto total: $Q = 2.0 \text{ lt/min} = 0.002 \text{ m}^3/\text{min}$

Costo del cono tapón = 10 pesos

Costo de la mano de obra/caja de agua = 30 pesos

Suponiendo un número de cajas defectuosas en el D.F. = 10 mil

Calculando el gasto total desperdiciado en las 10 mil cajas defectuosas:

$$0.002 \text{ m}^3/\text{min} \times 10,000 = Gt = 20 \text{ m}^3/\text{min}$$

$$Gt = \underline{0.3333 \text{ m}^3/\text{s}}$$

Costo total de la mano de obra en las 10 mil cajas:

$$10 \text{ mil} \times 30 \text{ pesos} = 300 \text{ mil pesos}$$

Costo total de los 10 mil conos tapones (pera):

10 mil x 10 pesos = 100 mil pesos

Suma total de los costos = 400 mil pesos

Multiplicando el caudal obtenido, por lo que cuesta traer
1 m³/s al Distrito Federal:

0.3333 m³/s x \$ 500 000 000.00 = \$ 166 650 000.00

3.2.6 Evaluación de las Fugas de Agua en Tinacos con Desperfectos en el Flotador y Comparación de su Costo vs el Costo del Agua Potable en Bloque.

Existen en la ciudad un gran número de tinacos y cisternas en los cuales el agua se fuga constantemente. Estas fugas se deben ya sea porque la varilla del flotador no esté en la posición correcta o, principalmente, porque el flotador se haya roto y llenado de agua, impidiendo así, el cierre total de la válvula de éste. Cuando el flotador se encuentra en estas condiciones, la única manera de reparar la avería es sustituirlo por otro, pues repararlo resulta más costoso que reponerlo.

Al igual que en los casos anteriores, también aquí se comparará el costo total de las reparaciones, contra lo que costaría traer el caudal ahorrado con dichas reparaciones.

Si se supone un diámetro de la válvula de flotador:

$$D = 0.0127 \text{ m}$$

Gasto que se desperdicia por cierre imperfecto de la válvula:

$$Q = 2.0 \text{ lt/min} = 0.002 \text{ m}^3/\text{min}$$

Número de horas diarias en las cuales se desperdicia el agua = 6 horas.

Este análisis es aplicable en lugares donde los tinacos o cisternas son alimentados directamente con la presión de suministro, o sea, que son llenados con el agua que viene directamente de la calle.

Costo del flotador con varilla = 30 pesos

Costo de la mano de obra por tinaco = 30 pesos

Volumen de agua que se desperdicia diariamente:

$$0.002 \text{ m}^3/\text{min} \times 6 \times 60 = 0.72 \text{ m}^3/\text{día}$$

$$1 \text{ día} = 86\,400 \text{ segundos}$$

Gasto por segundo que se desperdicia:

$$= 0.72 \text{ m}^3/\text{día} / 86\,400 \text{ s/día}$$

$$Q = 0.0000833 \text{ m}^3/\text{s}$$

Se supone que hay 3 mil flotadores defectuosos.

Gasto total que se fuga en los tinacos con flotadores defectuosos:

$$= 0.0000833 \text{ m}^3/\text{s} \times 3,000$$

$$Q = \underline{0.02499 \text{ m}^3/\text{s}}$$

Gasto total en mano de obra y en flotadores:

$$3,000 \times 60 \text{ pesos} = \underline{180 \text{ mil pesos}}$$

El caudal ahorrado con las sustituciones de flotadores costaría traerlo, con nuevas instalaciones de conducción y bombeo:

$$= 0.02499 \text{ m}^3/\text{s} \times 500 \text{ millones} = \$ 12.495,000.00$$

3.2.7 Resumen sobre los Análisis Comparativos Anteriores

Si sumamos los gastos obtenidos en los análisis anteriores, obtendremos:

Gasto total en el millón de válvulas de globo (grifos) con empaques defectuosos	0.262	m3/s
Gasto total en las cajas de agua de los baños con cono tapón defectuosos	0.3333	m3/s
Gasto total obtenido en los tinacos con desperfectos en el flotador	<u>0.02499</u>	m3/s
Suma total :	0.62029	m3/s

Este valor corresponde al 7.08% del total de las fugas, teniendo una inversión total de \$ 55.580,000.00

Si se quisiera traer el caudal ahorrado con las reparaciones anteriores, tomando en cuenta que traer 1 m3/s cuesta 500 millones de pesos, se tendría:

$$500 \text{ millones de pesos} \times 0.62029 \text{ m}^3/\text{s} = \underline{\underline{\$ 310.145,000.00}}$$

3.2.8 Conclusiones

1) Si el gobierno se preocupara de que los usuarios evitaran las fugas registradas en sus hogares, proporcionándoles todo lo necesario para tal efecto, o bien, implantando políticas tendientes a evitar las mencionadas fugas, se obtendrían grandes beneficios ya que se suministraría a la ciudad un caudal menor, o bien, el mismo caudal serviría para dotar del vital líquido a una población mayor.

2) Según el análisis de costos se ve que es más económico evitar las fugas que importar el caudal que se ahorraría:

$$\text{Costo evitar fugas} = \$ 55.58 \times 10^6$$

$$\text{Costo importar dicho caudal} = \$ 310.15 \times 10^6$$

3) Las reparaciones en las líneas de conducción y en las redes de distribución son menos accesibles, requieren de un equipo especial para tal efecto, como estas tuberías son subterráneas, se necesita para repararlas el rompimiento de pavimentos y excavaciones donde están colocadas, dando como consecuencia una gran inversión a las reparaciones.

4) De todo lo anterior se deduce la necesidad de realizar análisis más profundos y detallados relacionados con este tópico.

3.3 AHORRO DE ENERGIA ELECTRICA EN LOS SISTEMAS DE ALUMBRADO PUBLICO POR SUSTITUCION DE LAMPARAS DE VAPOR DE MERCURIO A LAMPARAS DE VAPOR DE SODIO

3.3.1 Introducción

Las cantidades de energía eléctrica que se consumen por concepto de alumbrado público es sumamente elevada.

Parte de esta energía se podría ahorrar substituyendo los sistemas de iluminación pública actuales por otros más eficientes.

Aquí, se tratará en particular del sistema de alumbrado público de la ciudad de México que es a base de luminarias con lámparas de vapor de mercurio, proponiéndose sustituir las con lámparas de vapor de sodio. También, se hará un análisis económico en el que se comparará la inversión hecha en el cambio con el ahorro de energía.

Más adelante, se estudiará la posibilidad de interrumpir el suministro de energía a determinadas lámparas y en horas precisas en que no se requiere un nivel de iluminación como el que se proporcionaría con todas las lámparas encendidas, dando como consecuencia un ahorro de energía.

3.3.2 Antecedentes

Existen en la ciudad, sistemas de alumbrado público que son posibles de substituir por otros para obtener un mejor aprovechamiento de energía eléctrica.

En términos generales, las lámparas de vapor de mercurio componen la mayor parte de los sistemas de alumbrado emiten un 50% menos cantidad de lúmenes si se comparan con las lámparas de vapor de sodio, siendo ambas de la misma potencia.

Con respecto al tiempo de duración en horas de servicio, las lámparas de vapor de sodio superan a las de mercurio, teniendo aquéllas la desventaja de su luz amarillenta que hace perder en cierto grado la sensibilidad de los colores. Además, el costo de dichas lámparas en ocasiones llega a ser hasta tres veces el de una mercurial.

Con una mayor emisión de lúmenes, la separación entre luminarias se hace mayor y, consecuentemente, la cantidad de lámparas se reduce disminuyendo también el consumo de energía eléctrica.

3.3.3 Planteamiento

Se analizará esta alternativa aplicada a la avenida de Los Insurgentes, en un tramo de aproximadamente 10 km, comprendiendo entre la Ciudad Universitaria y la Glorieta de Chilpancingo. Las especificaciones de las lámparas instaladas son según tabla 3.1, su distribución en la avenida se puede apreciar en la fig 3.1.

Estas lámparas tienen una vida útil de 24,000 horas y emiten 22,500 lúmenes. Por dato de laboratorio se deduce que después de 9,600 horas el rendimiento lumínico baja a un 85%, es decir, 19,100 lúmenes.

De acuerdo a la distribución, a cada lámpara que se encuentra a los lados de la calle le corresponde un área de:

TABLA 3.1 ESPECIFICACIONES PARA SOLICITAR LUMINARIAS OV-25 AUTOBALASTRADO (MERCURIO)

Núm. de Catálogo	Lámpara	Tensión de línea	Frecuencia (Hz)	Núm. de Balastro	Peso Neto (kg)	Dimensiones (cm)	Altura óptima de montaje (m)
1049-01	400 watts	220	60	5466-24 AR	21	L = 97	9.15
1049-02		6	50/60	5463-22 AR	21	A = 43	
1049-03		240	60	5435-24 RAF	19	H = 36	
1049-04		volts	50/60	5436-22 RAF	19		

AR = Autoregulada

RAF = Reactor alto factor

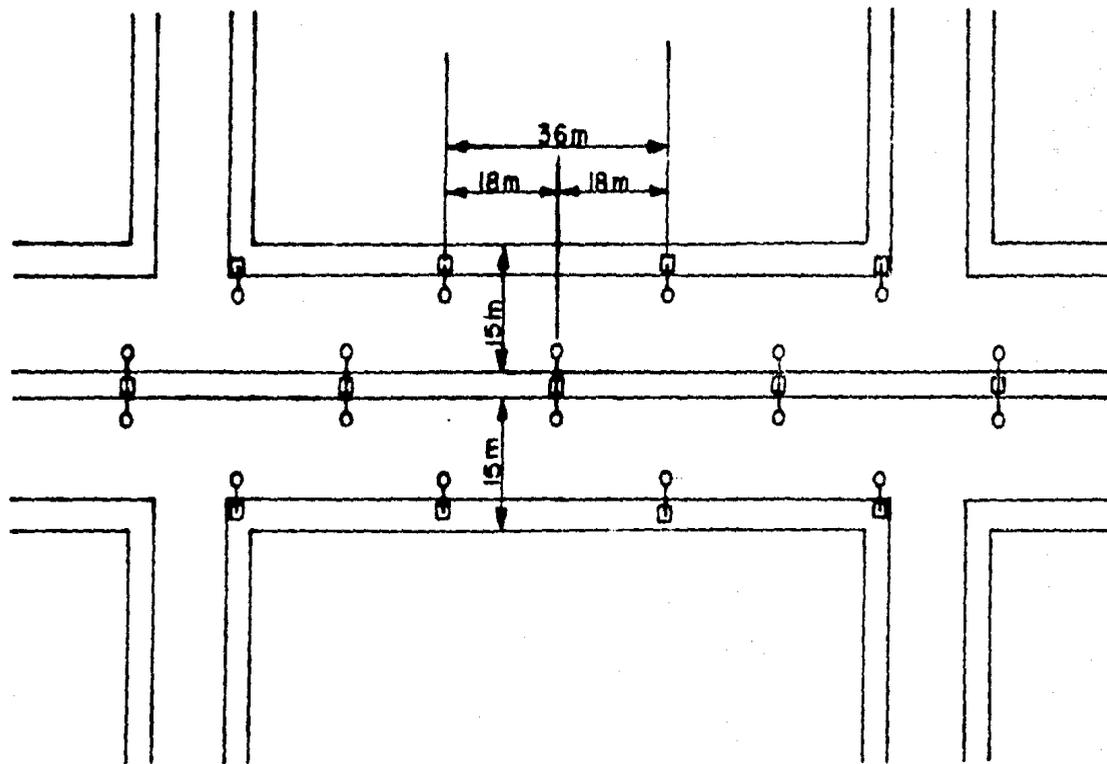


FIG 3-1

Distribución de lámparas para
alumbrado mercurial

$$A = 18 \text{ m} \times 15 \text{ m} = 270 \text{ m}^2$$

como se observa en la fig 3.2. Con una altura de montaje de 9.15 m. De acuerdo a lo anterior, el nivel de iluminación que corresponde a esta área es:

$$E = \frac{I \times Cu \times N}{A}$$

de donde:

- I = emisión de lúmenes por lámpara
- Cu = coeficiente de utilización = 0.5
- N = número de lámparas = 1
- A = área que comprende cada lámpara en m²

sustituyendo valores tenemos:

$$E = \frac{22,500 \times 0.5 \times 1}{270} = 41.66 \text{ luxes}$$

Este valor es mucho mayor al que recomienda la Sociedad Mexicana de Ingeniería en Iluminación (SMII), que es de 12 luxes para calles y avenidas con intenso tráfico de peatones y vehículos (tabla 3.2).

Los valores aquí especificados están basados en condiciones de reflexión del pavimento del orden del 10%.

Quando la reflexión sea más pobre -del orden de 3% (asfalto)- la iluminación recomendada deberá aumentarse un 50% y cuando sea raramente alta -20% o más (concreto claro)- los valores recomendados pueden reducirse un 25%. Los valores

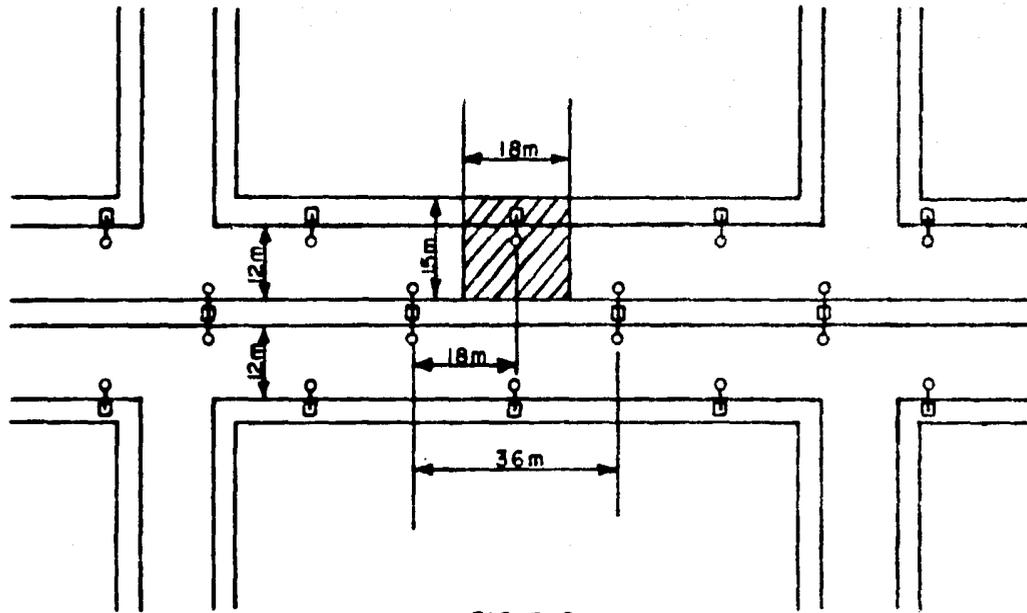


FIG. 3-2

Area correspondiente de iluminación
para cada luminario mercurial

**TABLA 3.2 VALORES DE ILUMINACION PARA CALLES Y AVENIDAS RECOMENDADOS
 POR LA SOCIEDAD MEXICANA DE INGENIERIA EN ILUMINACION**

Tránsito de Peatones	CLASIFICACION DEL TRANSITO DE VEHICULOS POR HORA			
	MUY ESCASO (menos de 150)	ESCASO (150 a 500)	MEDIANO (500 a 1200)	INTENSO (más de 1200)
Intenso	6 luxes	8 luxes	10 luxes	12 luxes
Mediano	4 luxes	6 luxes	8 luxes	10 luxes
Escaso	2 luxes	4 luxes	6 luxes	8 luxes

recomendados deberán mantenerse en servicio; si el mantenimiento es bajo, estos valores deberán aumentarse.

Un tipo de lámpara que reúne las mismas condiciones de montaje que la lámpara de vapor de mercurio es la de vapor de sodio, cuyas especificaciones aparecen en la tabla 3.3.

Estas lámparas tienen una vida útil de 20,000 horas y emiten 50,000 lúmenes. Datos de laboratorio nos comprueban que después de 8,000 horas el rendimiento lumínico baja a un 90%, es decir, a 45 000 lúmenes.

Manteniendo constante los 41.66 luxes que las lámparas de mercurio proporcionan y tomando en cuenta la fórmula de la intensidad de iluminación E, podemos calcular la separación entre lámparas de vapor de sodio:

$$41.66 \text{ luxes} = \frac{50,000 \text{ lúmenes} \times 0.5 \times 1}{15 \text{ m} \times L}$$

despejando L, tenemos:

$$L = \frac{50,000 \text{ lúmenes} \times 0.5 \times 1}{41.66 \text{ lúmenes} \times 15 \text{ m}}$$

donde:

$$L = 40.0 \text{ m}$$

TABLA 3.3 ESPECIFICACIONES PARA SOLICITAR LUMINARIAS OV-25 AUTOBALASTRADOS (SODIO)

Núm. de Catálogo	Lámpara	Tensión de línea	Frecuencia (Hz)	Núm. de Balastro	Peso Neto (kg)	Dimensiones (cm)	Altura óptima de montaje (m)
1049-11	400 watts	220	60	5833-24 RSA	21	L = 97	9.15
1049-12		240 volts	50/60	5834-22 RSA		A = 43 H = 36	

RSA = Reactor sodio alta presión

FUENTE: Holophone

La distribución para este tipo de lámpara es la que aparece en la fig 3.3. a Cada una le corresponde una área de $15 \text{ m} \times 40 \text{ m} = 600 \text{ m}^2$.

3.3.3.1 Análisis económico

Consumo de energía eléctrica en una luminaria:

$$\text{Potencia} = 400 \text{ watts}$$

Tarifa de alumbrado público en baja tensión para el Distrito Federal = \$ 0.827 el KWH consumido.

Si se considera que las lámparas se prenden a las 18 horas y se apagan a las 6, el consumo de energía eléctrica por día y por lámpara será:

$$0.4 \text{ KW} \times 12 \text{ hr} = 4.8 \text{ KWH}$$

El costo es:

$$4.8 \text{ KWH} \times 0.827 \text{ \$/KWH} = \$ 3.96/\text{día}$$

En un año:

$$\$ 3.96 \times 365 \text{ días} = \$ 1445.4/\text{año}$$

El consumo de energía es igual para ambas lámparas.

El costo por luminaria OV-25 balastro remoto de mercurio incluyendo lámpara de 400 watts es de \$ 4,235.00. El costo por luminaria incluyendo lámpara de vapor de sodio de 400 watts es de \$ 10,550.00; el poste y el brazo para ambas lámparas es el mismo.

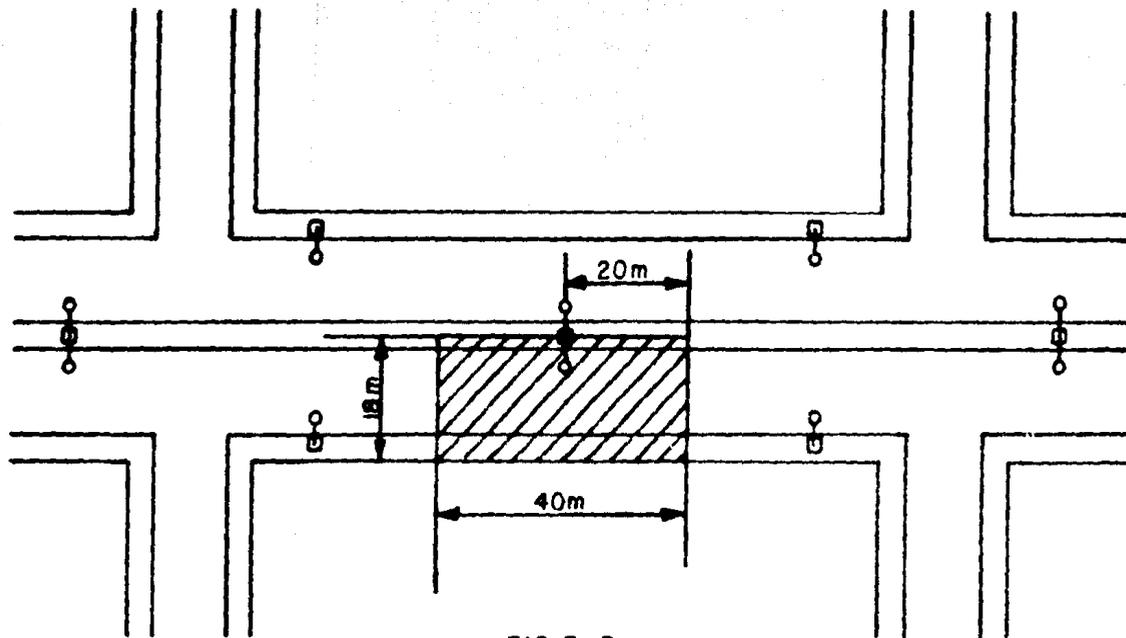


FIG 3-3

Area de iluminación correspondiente
para una lámpara de vapor de sodio

Vida útil de la lámpara de vapor de mercurio = 24,000 horas, dividiendo entre 12 horas que se utiliza diariamente:

$$\frac{24,000 \text{ horas}}{12 \text{ horas/día}} = 2000 \text{ días}$$

Dividiendo entre 365 días para obtener la vida útil en años:

$$\frac{2,000 \text{ días}}{365 \text{ días}} = 5.47 \text{ años}$$

Aproximadamente 5.5 años.

Dividiendo el costo de la luminaria con lámpara de mercurio entre el número de años para obtener la depreciación anual, tenemos:

$$\frac{\$ 4,235.00}{5.5 \text{ años}} = \$ 770.00/\text{año}$$

Por lo tanto, el costo anual por luminarias con lámpara de vapor de mercurio es:

$$\$ 1,445.4 + \$ 770.00 = \underline{\underline{\$ 2,215.40}}$$

Vida útil de la luminaria con lámpara de vapor de sodio = 20,000 horas. Dividiendo entre 12 horas tenemos:

$$\frac{20,000 \text{ horas}}{12 \text{ horas/día}} = 1,666.6 \text{ días}$$

Dividiendo entre 365 días para obtener la vida útil en años:

$$\frac{1666 \text{ días}}{365 \text{ días}} = 4.56 \text{ años}$$

Aproximadamente 4.5 años.

Dividiendo el costo de la luminaria con lámpara de sodio entre el número de años para obtener la depreciación anual tenemos:

$$\frac{\$ 10,550.00}{4.5 \text{ años}} = \$ 2,344.4$$

De lo anterior se deduce que el costo anual por luminaria con lámpara de vapor de sodio será:

$$\$ 1445.4 + \$ 2344.4 = \underline{\$ 3790.00}$$

El número de luminarias con lámparas de vapor de sodio en un tramo de 10 km es:

$$\left(2 \times \frac{10,000}{40} \right) - 2 = \underline{498 \text{ luminarias}}$$

El número de luminarias con lámparas de vapor de mercurio en un tramo de 10 km:

$$2 \times \frac{10,000}{18} - 2 = \underline{1,109 \text{ luminarias}}$$

Aproximadamente 1,109 luminarias

Costo anual total de todas las luminarias con lámparas de vapor de mercurio y de vapor de sodio respectivamente en un tramo de 10 km:

$$1,109 \times 2,215 = \$ 2'456.435.00$$

$$498 \times 3790 = \$ 1'887,420.00$$

La diferencia de costos por consumo de energía eléctrica y depreciación para los dos tipos de alumbrado y en un tramo de 10 km anualmente resulta de:

$$\$ 2'456,435 - \$ 1'887,420 = \$ 569,015$$

En la tabla 3.4 se muestra un análisis comparativo entre ambos tipos de luminarias.

3.3.4 Conclusiones

Del cuadro comparativo entre luminarias tipo mercurial y de sodio, se puede observar que aún siendo más costosa la luminaria con lámpara de vapor de sodio, por unidad, resulta ventajosa ésta sobre la de mercurio, en virtud de que en los 10 km del ejemplo resultaron 1,109 de mercurio contra 498 de sodio. Por otro lado, el costo por mantenimiento decrece de la misma manera que se redujo el número de luminarias.

Se puede concluir que un cambio de alumbrado mercurial por alumbrado de sodio, aunque no fuese completamente radical, traería grandes beneficios económicos, que con el tiempo, irían en aumento porque tanto el costo como la demanda de energía van en aumento.

TABLA 3.4 COMPARACION DE COSTOS Y CONSUMOS ENTRE
LAMPARAS DE VAPOR DE MERCURIO Y VAPOR DE SODIO

CONCEPTO	LUMINARIO CON LAMPARA DE VAPOR DE	
	MERCURIO	SODIO
Potencia en watts	400	400
Emisión de lúmenes	22,500	50,000
Costo por unidad (luminaria con lámpara)	\$ 4,235.00	\$ 10,500.00
Unidades estimadas en 10 km	1,109	498
Costo de luminarias con lámparas estimadas en 10 km de avenida	\$ 4'696,615.00	\$ 5'253,900.00
Costo anual por luminaria con lámpara, incluyendo depreciación	\$ 2,195.60	\$ 3,770.00
Costo anual total por luminarias con lámparas estimadas en 10 km de avenida	\$ 2'434,920.00	\$ 1'877,460.00
Consumo en KWH por 10 km de alumbrado durante un día	5,323.24	2,390.4
Consumo en KWH de 10 km de alumbrado durante un año	1'942,968	872,496
Costo del consumo de energía en 10 km de alumbrado durante un día	\$ 4,402.28	\$ 1,976.86
Costo del consumo de energía en 10 km de alumbrado durante un año	\$ 1'606,832.00	\$ 721,554.00

- 3.4 ALTERNATIVA PARA AHORRAR ENERGIA ELECTRICA TOMANDO COMO BASE EL SISTEMA DE ALUMBRADO PUBLICO, QUE CONSISTE EN APAGAR CIERTAS LUMINARIAS A HORAS EN QUE NO ES NECESARIO UN ALTO NIVEL DE ILUMINACION

3.4.1 Introducción

En la ciudad de México, como en todas las ciudades del mundo, el tránsito de vehículos y peatones baja sensiblemente en las últimas horas de la noche y las primeras del día. Este detalle permite la posibilidad de ahorrar energía eléctrica en el consumo total diario del sistema de alumbrado público.

3.4.2 Antecedentes

La Sociedad Mexicana de Ingeniería en Iluminación recomienda (tabla 3.2), para avenidas y calles de escaso tránsito de vehículos y peatones, un nivel de iluminación de 4 luxes que debe aumentarse debido a la escasa reflexión del asfalto.

3.4.3 Planteamiento y Análisis

3.4.3.1 Lámparas de vapor de mercurio

La avenida que se toma como muestra para este estudio (avenida de Los Insurgentes), tiene normalmente un nivel de iluminación de 41.66 luxes con todas las lámparas encendidas.

Si se apagan todas las lámparas del camellón central durante todo el tiempo que disminuye considerablemente el tránsito, se obtendría todavía un nivel de iluminación mayor al que recomienda la SMII.

El análisis de esta alternativa consiste en apagar las lámparas del camellón central a las doce de la noche. A esta hora el tránsito oscila en 60 vehículos/min y el de peatones es prácticamente nulo. El área correspondiente a cada lámpara que queda encendida es la mostrada en la fig 3.4. Debe recordarse que las iluminaciones, en este caso, son con lámparas de vapor de mercurio.

Area correspondiente a cada luminaria:

$$36 \text{ m} \times 15 \text{ m} = 540 \text{ m}^2$$

de la fórmula:

$$E = \frac{I \times Cu \times N}{A}$$

donde:

- E = nivel de iluminación del área correspondiente
- Cu = coeficiente de utilización = 0.5
- N = número de lámparas = 1
- A = área correspondiente a una luminaria
- I = emisión de lúmenes por luminaria (lámpara mercurial) = 22,500

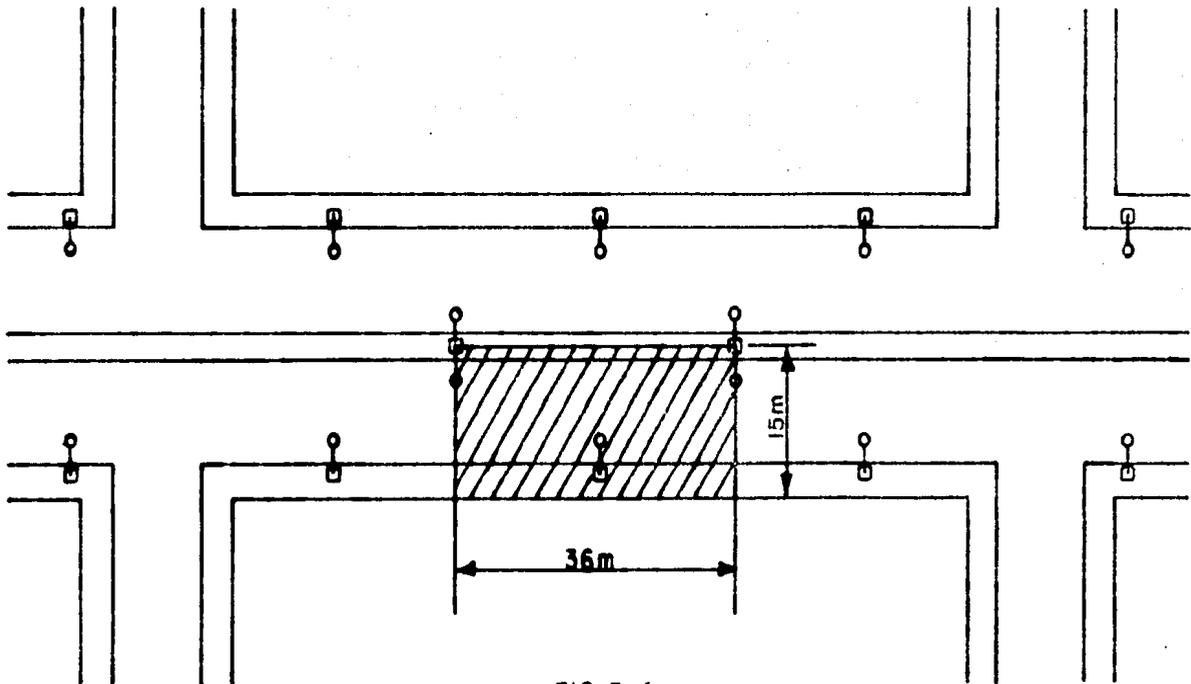


FIG 3-4

Area de iluminación correspondiente
 para una lámpara de alumbrado mercurial
 si se apagan las del camellón central

sustituyendo valores:

$$E = \frac{22,500 \times 0.5 \times 1}{540} = 20.83 \text{ luxes}$$

Analizando un tramo de 10 km tenemos:

$$\text{Núm. lámparas instaladas} = \frac{10,000 \times 4}{36} - 2 = 1,109$$

$$\text{Núm. de lámparas que quedarían encendidas} = 555$$

$$\text{Núm. de lámparas que se apagarían} = 554$$

$$\text{Núm. de horas que permanecen apagadas (de las 24 a las 6 horas)} = 6 \text{ horas}$$

$$\text{Potencia de cada lámpara} = 400 \text{ watts}$$

$$\text{Ahorro total de energía por lámpara} =$$

$$0.4 \text{ KW} \times 6 \text{ hr} = 2.4 \text{ KWH}$$

Ahorro total de energía de todas las lámparas apagadas comprendidas en el tramo de 10 km:

$$554 \times 2.4 = 1,329.6 \text{ KWH}$$

Valor en pesos del ahorro de energía eléctrica:

$$1,329.6 \times \$ 0.827 = \$ 1,099.57 \text{ diarios}$$

Tarifa para alumbrado público = \$ 0.827 por cada KWH consumido en los servicios suministrados en baja tensión en el Distrito Federal.

Mensualmente tendríamos un ahorro de:

$$1,329.6 \text{ KWH} \times 30 = 39,888 \text{ KWH}$$

$$39,888 \text{ KWH} \times \$ 0.827 = \$ 32,987.00$$

Anualmente el ahorro sería de:

$$\begin{aligned} 39,888 \text{ KWH} \times 12 \text{ meses} &= 478,656 \text{ KWH} \\ 478,656 \text{ KWH} \times \$ 0.827 &= \underline{\$ 395,848.50} \end{aligned}$$

Como se puede observar, el ahorro es bastante considerable y sólo está aplicado a una longitud de 10 km.

Otra ventaja que se obtiene con esta aplicación es la prolongación de la vida útil de estas lámparas, por espacio de 11 años aproximadamente, en virtud de que sólo permanecen encendidas 6 horas diarias.

3.4.3.2 Luminarias de vapor de sodio

El área correspondiente a cada lámpara de la distribución fig 3.3 es de:

$$15 \text{ m} \times 80 \text{ m} = 1200 \text{ m}^2$$

aplicando la fórmula:

$$E = \frac{I \times Cu \times N}{A}$$

$$I = 50,000 \text{ lúmenes}$$

$$Cu = 0.5$$

$$N = 1$$

$$E = \frac{50,000 \times 0.5 \times 1}{1200} = 20.83$$

$$A = 1200 \text{ m}^2$$

$$E = 20.83 \text{ luxes}$$

Este nivel de iluminación resulta aún superior al recomendado por la SMII (Sociedad Mexicana de Ingeniería en Iluminación).

Con esta distribución, el número de lámparas en 10 km resulta de:

$$\frac{10,000 \times 4}{80} = 500$$

número de lámparas que quedarían encendidas = 250

número de lámparas que se apagarían = 250

número de horas diarias apagadas = 6

Ahorro de energía por lámpara:

$$400 \text{ watts} = 0.4 \text{ KW}$$

$$0.4 \text{ KW} \times 6 \text{ hr} = 2.4 \text{ KWH}$$

Ahorro total de energía eléctrica de todas las lámparas apagadas, comprendidas en 10 km de avenida.

$$250 \text{ luminarias} \times 2.4 \text{ KWH} = 600 \text{ KWH}$$

Valor en pesos de este ahorro de energía eléctrica:

$$600 \text{ KWH} \times \$ 0.827 = \$ 496.20 \text{ diarios}$$

\$ 0.827 por cada KWH consumida en los servicios suministrados en baja tensión al Distrito Federal.

Mensualmente se tendría un ahorro de:

$$600 \text{ KWH} \times 30 \text{ días} = 18,000 \text{ KWH}$$

$$18,000 \text{ KWH} \times \$ 0.827 = \$ 14,886.00$$

Anualmente se ahorraría:

$$18,000 \text{ KWH} \times 12 \text{ meses} = 216,000 \text{ KWH}$$

$$216,000 \text{ KWH} \times \$ 0.827 = \underline{\$ 178,632.00}$$

Como se ve, esta otra situación también nos trae ganancias considerables, aparte de que también, como en el caso anterior, se prolonga la vida útil de las lámparas del camellón central en 9 años aproximadamente.

3.4.4 Conclusiones

Del análisis anterior podemos afirmar que apagar las lámparas en las horas en que no se requiere un alto nivel de iluminación, nos trae como consecuencia un considerable ahorro de energía eléctrica y, por consiguiente, de dinero.

3.5 ANALISIS COMPARATIVO DE CONSUMOS DE ENERGIA EN DIFERENTES MEDIOS DE TRANSPORTE COLECTIVO

3.5.1 Objetivo

El objetivo que se persigue con este análisis es determinar en forma aproximada la efectividad de dos medios de transporte colectivo en la ciudad de México. El problema se aborda desde el punto de vista energético.

3.5.2 Sistema de Transporte Colectivo (Metro) Descripción General.

3.5.2.1 Distribución de la energía

La distribución de la energía en el Metro se realiza de tres formas diferentes: 1) distribución en alta tensión; 2) distribución en media tensión y; 3) distribución en baja tensión.

La energía eléctrica utilizada por la red del Metro es suministrada en 3Ø, 85 KV a 60 Hz por la Comisión Federal de Electricidad, a la subestación de alta tensión de BUEN TONO (puesto-control-central).

La subestación receptora principal en BUEN TONO consta de dos semisubestaciones reductoras idénticas llamadas "A" y "B". Cada una consta de dos transformadores de 37.5 MVA, con una relación de transformación de 85 KV/15 KV (fig 3.5.1).

Las cuatro salidas de 15 KV de las dos semisubestaciones de alta tensión alimentan, por medio de cuatro buses de tracción y dos buses de alumbrado y fuerza en mediana tensión, al sistema. El suministro de energía a cada bus se puede hacer por cualquiera de sus extremos cerrando un interruptor en el extremo deseado.

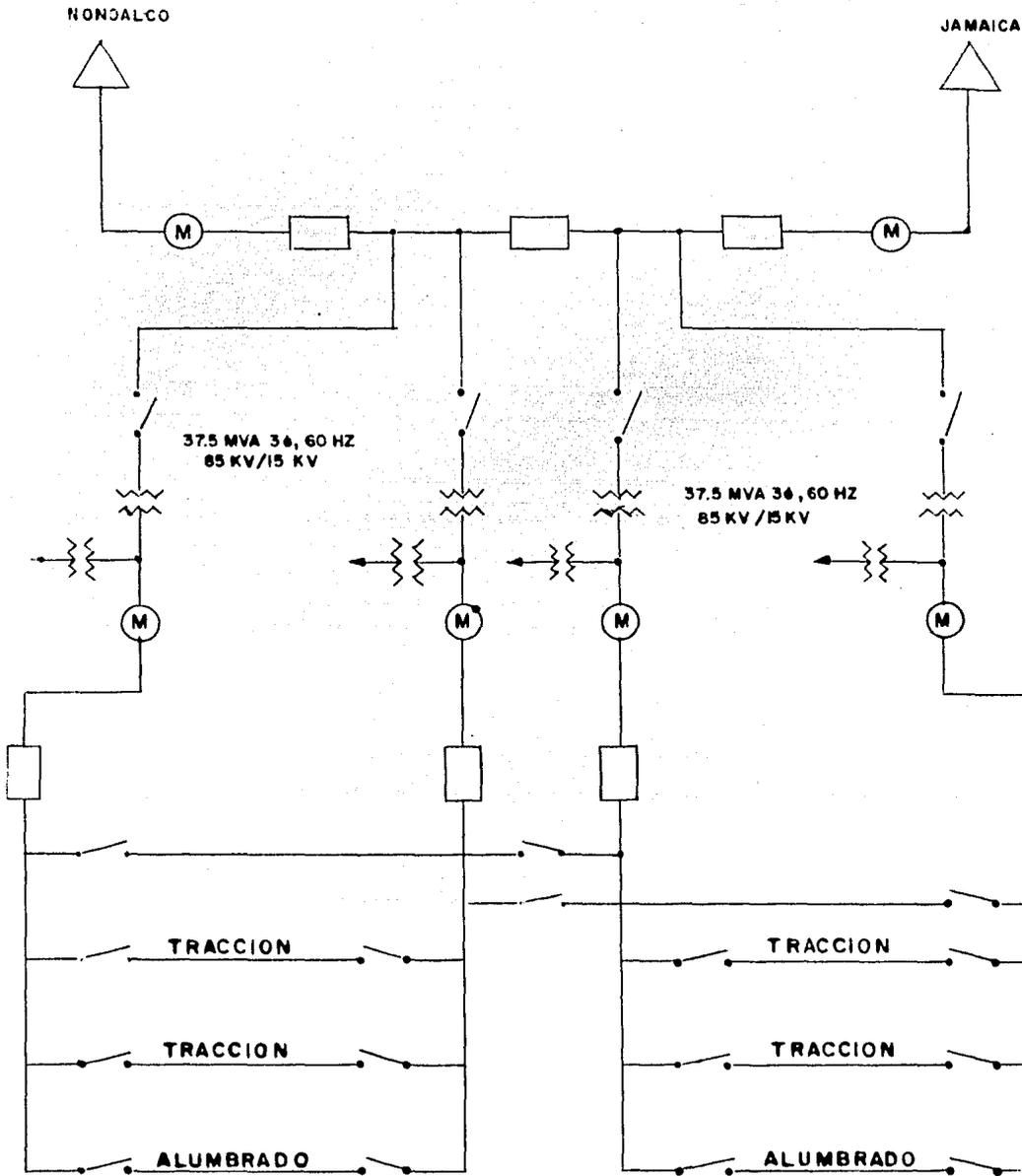


FIG. 3.5.1.—DISTRIBUCION DE LA ENERGIA ELECTRICA EN EL METRO SUBESTACION PRINCIPAL 150 M. V. A.

A los cuatro buses de tracción de 15 KV se conectan los cables de alimentación de las subestaciones rectificadoras que suministran la energía para el movimiento de los trenes y a los dos buses de fuerza y alumbrado se conectan los cables de alimentación para las subestaciones de fuerza y alumbrado de las estaciones, así como las de PCC (puesto-control-central), las del edificio administrativo, etc.

La subestación de Taxqueña es alimentada por la Comisión Federal de Electricidad directamente, siendo ésta la única subestación que no depende del PDC (puesto-distribución-de carga).

Todas estas conexiones se llevan a cabo mediante interruptores automáticos denominados disyuntores de alta tensión (D-H-T). Estos interruptores se localizan en las instalaciones del PDC.

Mediante esta distribución se alimentan: a) 32 subestaciones rectificadoras y b) 96 subestaciones de alumbrado y fuerza.

3.5.2.2 Subestación de rectificación

La función de esta subestación es la de reducir y rectificar la tensión media de 15 KV CA en 750 VCD que es la tensión nominal de trabajo de los motores de los trenes, su ubicación se efectuó en base a la

caída de tensión máxima permisible, considerando que la puesta fuera de servicio de una de ellas no afectara el funcionamiento de los trenes ya que las dos adyacentes podrían, con su capacidad, absorber la sobrecarga existente. Tomando en cuenta los factores antes mencionados, la distancia promedio entre las subestaciones de rectificación es de 1.5 Km aproximadamente.

3.5.2.3 Subestación de fuerza y alumbrado

Cada estación cuenta con dos subestaciones de distribución iguales en capacidad, cada una alojada en locales inmediatos a las vías, las cuales son alimentadas por cables de 15 KV respectivamente, logrando con ello, que cada una proporcione el 50% de la alimentación y fuerza a la citada estación.

Existe una interconexión entre las dos subestaciones de cada estación, para que en caso de falla de una, automáticamente, la otra absorba la carga de los circuitos de mayor importancia.

Las subestaciones de fuerza y alumbrado de las estaciones se encargan de:

- 1) Suministrar energía para todos los equipos e instalaciones de las dos mitades del túnel entre la estación en cuestión y las estaciones adyacentes.

2) Suministrar energía para los equipos e instalaciones de la estación. Cada una alimenta la mitad de los circuitos eléctricos, los cuales aseguran la alimentación de la mayor parte de alumbrado por una vía, respectivamente, y de los siguientes circuitos.

- a) alimentación a la cabina P1
- b) escaleras mecánicas
- c) puestos de bombeos a CCM (centro de control de motores)
- d) ventilación y extracción de aire
- e) instalaciones importantes de propaganda
- f) contactos monofásicos y trifásicos
- g) alimentación de alumbrados del túnel (adelante-atrás).

3.5.3 Consumos de Energía en el Sistema de Transporte Colectivo (Metro)

Un convoy normal del Metro consta de 9 carros, en el cual se pueden acomodar un total de 170 pasajeros en cada carro. De éstos, 38 viajan sentados y 122 parados, por tanto la capacidad total de pasajeros es de 1530 por tren.

La velocidad máxima de los trenes es de 80 km/hr y la normal de operación, incluyendo tiempos de parada comprendidos entre 17 y 20 segundos en cada estación, es de 37 km/hr.

Si se hacen algunas comparaciones se tiene que, por ejemplo, cuando el convoy hace su recorrido de Zaragoza a

Observatorio necesita un tiempo de 25 a 30 minutos, mientras que un automóvil necesitaría un tiempo de 50 a 60 minutos para hacer el mismo recorrido.

El intervalo de la salida entre dos trenes consecutivos es de 1.5 minutos, teniéndose por tanto, que en una hora podrán correr como máximo 40 convoyes, pudiendo transportar unos 60,000 pasajeros por hora en una dirección.

Los trenes están formados por tres tipos de carros, cuya disposición se muestra en la fig 3.5.3. Cada vagón del tipo M ó N tiene 4 motores de 150 HP a 750 VCD.

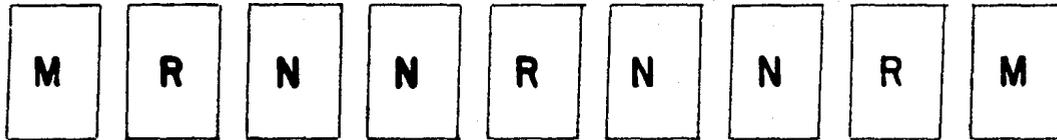
Por tanto, la potencia que consume un tren (que está formado por 6 carros con tracción y 3 de remolque) será:

$$4 \times 150 \times 6 \times 0.746 = 2685.6 \text{ KW}$$

el consumo de energía en una hora será:

$$2685.6 \text{ KW} \times 1 \text{ hr} = 2685.6 \text{ KWH}$$

Se vió anteriormente que de Zaragoza a Observatorio un tren hace su recorrido entre 25 y 30 minutos; si se considera que el recorrido lo hace en 30 minutos y sabiendo que su capacidad de transporte es de 1530 pasajeros por tren, se tendrá que en una hora un tren habrá transportado 3060 pasajeros (viaje sencillo). También, si como se dijo anteriormente, la velocidad promedio es de 37 km/hr, el recorrido habrá sido



Carro tipo "M" motriz con cabina de conducción

Carro tipo "N" motriz sin cabina de conducción

Carro tipo "R" Remolque.

FIG.3.5.3 - DISPOSICION Y DENOMINACION DE LOS DIFERENTES TIPOS DE CARROS QUE FORMAN UN TREN.

de 37 km (suponiéndose una distancia de 18.5 km de una terminal a otra.).

En base a lo antes expuesto, se puede determinar el consumo de energía por pasajero y por km recorrido:

$$\text{KWH/pasajero Km} = \frac{2685.6}{3060 \times 18.5} = 0.0474$$

3.5.4 Consumo de Energía por Km-Pasajero Transportado por Autobús

Si hacemos un análisis similar para el sistema de transporte usual por medio de autobuses, tendremos una base de comparación.

Sea el caso de transportar pasajeros con autobuses en el mismo recorrido que el Metro.

Si el transporte de personas se hace por autobús por ejemplo de Zaragoza a Observatorio, el tiempo necesario será aproximadamente de 1 hora.

Un autobús (tipo ballena) tiene una capacidad para transportar 80 personas, aproximadamente. Si se supone que el motor del autobús desarrolla 200 HP, el consumo de energía expresado en KWH será:

$$200 \times 0.746 \times 1 = 149.2 \text{ KWH}$$

y la energía consumida por pasajero y por km será:

$$\text{KWH/pasajero Km} = \frac{149.2 \text{ KWH}}{80 \text{ pasajeros} \times 18.5 \text{ km}} = 0.1008$$

3.5.5 Conclusiones

Del análisis anterior se pueden obtener dos muy importantes conclusiones:

- 1) En el aspecto tiempo (hora-hombre), el ahorro es, cuando menos, 50% menor el empleado por el Metro con respecto al del autobús.
- 2) En el aspecto energía, también se ve que es mucho más eficiente el transporte por medio del Metro (47% de la energía utilizada en un autobús).

3.6 POSIBILIDADES DE REUSO DEL AGUA EN LA INDUSTRIA ESTABLECIDA EN EL AREA METROPOLITANA DE LA CIUDAD DE MEXICO

3.6.1 Introducción

La ciudad de México, junto con el área que se le ha conurbado, ha padecido por el abastecimiento de agua potable; el problema se recrudece debido a la dificultad y al alto costo que implica el importar agua de cuencas cada vez más alejadas a las del Valle de México, ya que las actuales fuentes de captación resultan insuficientes para satisfacer las demandas presentes y futuras de los diferentes sectores de población.

El sistema de abastecimiento incluye desde la captación de las aguas dentro de la propia cuenca o en cuencas vecinas, hasta su entrega en bloque en tanques de regularización para su posterior distribución.

El objeto de esta alternativa es conocer las demandas de agua para el desarrollo industrial del Valle de México, así como las posibilidades de uso de agua residual en las industrias del Valle.

3.6.2 Antecedentes

La industria en el Valle de México ha crecido a un mayor ritmo que la población, al menos durante los últimos 15 años, registrando una tasa de crecimiento en el valor de su producción del 8.1% anual.

Como consecuencia de lo anterior, en el área metropolitana de la ciudad, se concentra alrededor del 43.60% de la producción industrial del sector manufacturero del país.

En lo sucesivo, no obstante las políticas de descentralización y los incentivos para establecer industrias en otras regiones del país, el sector seguirá registrando tendencia creciente en el Valle de México, aun cuando más moderada (6%), debido a que algunos grupos industriales como los productos alimenticios y el papel tenderán a disminuir su importancia relativa en la zona.

El crecimiento industrial previsto ofrece la ventaja de absorber una parte de la oferta de mano de obra que será generada con el crecimiento de la población, aún cuando contribuirá cada vez en menor proporción a resolver el problema de desempleo.

3.6.2.1 Grupos industriales y establecimientos que más consumen agua

Los principales grupos industriales consumidores de agua son: papel y celulosa, productos químicos, alimentos, textiles, hierro y acero y minerales no metálicos, que significan el 71% de la demanda industrial actual de agua en el Valle de México.

Al efectuar la estratificación por grupos industriales, de acuerdo con su importancia relativa en la demanda de agua, dicho porcentaje está representado por el 1.32% del total de establecimientos (416 establecimientos).

3.6.2.2 Principales zonas industriales

Las cinco principales zonas industriales son: Ecatepec, Cuautitlán-Lechería, Tlalnepantla, Naucalpan y Vallejo, que representan alrededor del 43% de la demanda industrial total de agua en el AMCM.

Analizando la reserva territorial disponible para el desarrollo futuro de la industria en las mencio-

nadas zonas, ha sido posible determinar que únicamente en las tres primeras (Ecatepec, Cuautitlán-Lechería y Tlalnepantla) existe un espacio disponible, estimándose su saturación probable para antes del año 2000. Por esta razón (siempre y cuando resulte conveniente desde un punto de vista de desarrollo nacional y regional) será necesario planear y crear zonas industriales o fomentar el desarrollo de aquéllas que en la actualidad sustentan una industria incipiente y que son atractivas por su localización y espacio disponible.

Desde el punto de vista del manejo del agua, es fundamental que la industria se concentre en espacios bien definidos y localizados, con miras a la posible sustitución de agua potable por aguas residuales tratadas en bloque.

3.6.3 Posibilidades de Abastecimiento a la Industria con Aguas Residuales Tratadas en Bloque

Efectuando un análisis de la disponibilidad de aguas negras en la red de drenaje es posible afirmar que la oferta futura de agua residual para fines industriales supera a la demanda, en términos del desarrollo industrial previsto y de la factibilidad tecnológica de substituir el agua potable por agua residual tratada.

Podrían producirse a corto plazo 2.40 m³/s e incrementarse hasta 6.80 m³/s en el año 2000, de los cuales 3.60 m³/s serían demandados por las actuales zonas industriales de

nadas zonas, ha sido posible determinar que únicamente en las tres primeras (Ecatepec, Cuautitlán-Lechería y Tlalnepantla) existe un espacio disponible, estimándose su saturación probable para antes del año 2000. Por esta razón (siempre y cuando resulte conveniente desde un punto de vista de desarrollo nacional y regional) será necesario planear y crear zonas industriales o fomentar el desarrollo de aquéllas que en la actualidad sustentan una industria incipiente y que son atractivas por su localización y espacio disponible.

Desde el punto de vista del manejo del agua, es fundamental que la industria se concentre en espacios bien definidos y localizados, con miras a la posible sustitución de agua potable por aguas residuales tratadas en bloque.

3.6.3 Posibilidades de Abastecimiento a la Industria con Aguas Residuales Tratadas en Bloque

Efectuando un análisis de la disponibilidad de aguas negras en la red de drenaje es posible afirmar que la oferta futura de agua residual para fines industriales supera a la demanda, en términos del desarrollo industrial previsto y de la factibilidad tecnológica de substituir el agua potable por agua residual tratada.

Podrían producirse a corto plazo 2.40 m³/s e incrementarse hasta 6.80 m³/s en el año 2000, de los cuales 3.60 m³/s serían demandados por las actuales zonas industriales de

importancia y el resto por nuevas zonas a establecerse.

Tomando en consideración las características tecnológicas de los procesos industriales y los costos del agua en cada tipo de establecimiento, ha sido posible establecer que al industrial le resultará conveniente optimizar el uso del agua y lograr economías significativas en su demanda.

3.6.3.1 Necesidades actuales de agua tratada para la industria

El agua que utiliza la industria requiere cumplir con ciertos parámetros de calidad de acuerdo a la utilización que dentro de la empresa se le dé, clasificándose en agua de enfriamiento, de proceso y de servicios.

Se tienen localizadas zonas que concentran un gran número de industrias importantes (demanda mayor a 15,000 m³/año), con densidad relativamente alta (que disminuye los costos de distribución), y se localizan cerca de colectores de drenaje. A esta clasificación corresponden las zonas industriales de Ecatepec, Cuautitlán-Lechería, Tlalnepantla, Vallejo y Naucalpan.

Una segunda clasificación, agrupa las zonas industriales Iztapalapa, Cerro de la Estrella, Coyoacan y Coapa que demandan en la actualidad un gasto mínimo de agua tratada, pero en el futuro, se espera una demanda importante.

En los estudios realizados al respecto se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla 3.6.1.

3.6.4 Análisis de Costos de Sistemas de Tratamiento de Plantas en Operación en el Distrito Federal

La tecnología necesaria para el tratamiento de aguas negras varía dependiendo del tipo de solución o sistema de tratamiento adoptado, de las características del influente y el efluente de la planta y de la magnitud de los volúmenes que serán procesados por la misma.

En virtud de la gran diversidad de precios y cotizaciones para equipos y de tratamiento y la imposibilidad de disponer de información de las casas comerciales, se investigaron los costos de sistemas de tratamiento de plantas en operación en el Distrito Federal (tabla 3.6.2). Estos fueron establecidos siguiendo una metodología para determinar:

- a) El costo de la planta de tratamiento según sus dimensiones.
- b) Los costos de recirculación de agua en cada proceso industrial.

Los costos de operación de las plantas son muy variables, dependiendo del grado de tratabilidad que se tenga, de los accesorios de que se disponga, del bombeo que se requiera y de la capacidad total de la planta.

TABLA 3.6.1 NECESIDADES ACTUALES DE
AGUA TRATADA POR ZONAS INDUSTRIALES*

Z O N A	Demanda de Agua Tratada (lps)
Ecatepec	1,165
Tlalnepantla	265
Cuautitlán-Lechería	400
Vallejo	190
Naucalpan	<u>410</u>
T o t a l :	2,430

*FUENTE:

Revista Editada por la CAVM (1977). "Análisis de la Demanda de Agua para Uso Industrial".

TABLA 3.6.2 COSTOS DE AGUAS NEGRAS TRATADAS EN LAS PLANTAS DEL
DEPARTAMENTO DEL DISTRITO FEDERAL

Nombre de la Planta	Uso	Capac. (lps)	COSTOS A PRECIOS DE 1975*			COSTOS ACTUALES**		
			Planta \$X10 ⁶	Red Distr. \$X10 ⁶	A.Tratada \$/m3	Planta \$X10 ⁶	Red Distr. \$X10 ⁶	A.Tratada \$/m3
Chapultepec	Riego	160	18.1	4.5	0.44	39.0	9.7	0.95
Ciudad Deportiva	Riego	230	22.7	6.8	0.40	48.7	14.6	0.86
San Juan de Aragón	Riego	500	20.6	4.1	0.52	44.4	8.8	1.12

*FUENTE: Revista Editada por la CAVM (1977). "Análisis de las Demandas de Agua para Uso Industrial".

**Considerando un índice de inflación del año 1975 a fines del presente año (1978) de 2.15.

El desglose de gastos en que incurre una planta de tratamiento "tipo" se muestra en la tabla 3.6.3, para dos tasas de actualización 6% y 10% anual, en un período de 25 años.

3.6.5 Conclusiones

1) Se estima que una vez aplicada en forma efectiva una política tarifaria adecuada, se lograría a corto plazo una economía de 2.60 m³/s en la demanda total de agua para usos industriales, economía que puede llegar a incrementarse a cerca de 6.00 m³/s para el año 2000.

Se estima que en la actualidad la industria establecida en el AMCM demanda aproximadamente 9 m³/s de agua. Para el año 2000 la demanda se incrementará a cerca de 21 m³/s.

Esta demanda se abatirá como resultado de la recirculación, y podrá satisfacerse con agua potable y aguas residuales tratadas en bloque.

2) En materia de tarifas y en virtud del análisis efectuado, pueden señalarse los siguientes lineamientos básicos.

a) La industria establecida en el AMCM tendrá, a corto plazo, 2 opciones para su abastecimiento de agua:

TABLA 3.6.3 DESGLOSE DE COSTOS EN UNA PLANTA TIPO
DE TRATAMIENTO DE AGUAS PARA UNA CAPACIDAD DE 150 LPS*

CONCEPTO	Costo (\$)	Referido al año
Terreno (11,500 m2)	1'150,000.00	1971
Planeación y Construcción	15'000,000.00	1971
Equipo	3'500,000.00	1971
TOTAL	19'650,000.00	1971
a) Depreciación 6% en 25 años	Costos Anuales	
Depreciación	1'500,000.00	1975
Sueldos	700,000.00	1975
Energía Eléctrica (\$0.18/KWH)	700,000.00	1975
Otros	600,000.00	1975
TOTAL	3'500,000.00	1975
Volumen Tratado (m3)	4'700,000	
Metro Cúbico	0.75	1975
m3 Tratado y Distribuido	1.00	1975
m3 Tratado y Distribuido	2.15	1978
b) Depreciación 10% en 25 años	Costos Anuales	
Depreciación	2'300,000.00	1975
Sueldos	700,000.00	1975
Energía Eléctrica	700,000.00	1975
Otros	600,000.00	1975
TOTAL	4'300,000.00	1975
Volumen Tratado (m3)	4 700,000	
Metro Cúbico	0.91	1975
m3 Tratado y Distribuido	1.16	1975
m3 Tratado y Distribuido	2.50	1978

*FUENTE: Revista Editada por la CAVM (1977) "Análisis de la Demanda de Agua para Uso Industrial".

1. Agua potable (de \$ 1.00 a \$ 10.40/m³ en función del consumo).
2. Aguas residuales tratadas (\$2.50/m³)*.

En los años posteriores el costo del agua potable se incrementará a medida que tenga que tomarse de fuentes de abastecimiento más lejanas, estimándose que a partir de 1980 tendrá un precio medio superior al actual, en tanto que el incremento en el precio de aguas residuales tratadas, obedecerá únicamente al aumento de los costos de tratamiento.

- b) Con el objeto de que resulte atractivo para el industrial optimizar su uso de agua (recircular) y comprar aguas residuales tratadas (reuso), puede ser suficiente con que se aplique en forma general la misma tarifa en toda el AMCM, incrementándola en forma paulatina en la medida en que crezcan los costos de abastecimiento. Sin embargo, para fomentar la demanda de aguas residuales tratadas en bloque, sería recomendable desarrollar una campaña entre los industriales intercambiando información acerca de la calidad del agua necesaria para sus procesos y del efecto económico resultante del empleo del agua residual tratada.

*FUENTE: Revista editada por la CAVM (1977). "Análisis de la Demanda de Agua para Uso Industrial". (Tabla 3.2.2).

3) La demanda de agua tratada se regirá por los siguientes criterios:

- a) El agua potable se medirá y cobrará a costos reales.
- b) La tarifa de agua potable será homogénea para el Distrito Federal y el Estado de México.
- c) La tarifa de agua tratada será sensiblemente inferior a la de agua potable. Se ha estimado que un factor del 60% sería adecuado.
- d) Para el período 1995-2020, se localizarán zonas industriales cercanas a colectores de drenaje con la cantidad y calidad de agua negra adecuadas para su tratamiento y posterior distribución a los establecimientos industriales ubicados en dichas zonas. Aparte, se controlará la ubicación de industrias en estas zonas de tal manera que se logren agrupaciones compactas que demanden un mínimo aceptable de agua negra tratada.

CAPITULO 4

PLANTEAMIENTO Y ANALISIS PRELIMINAR DE ALTERNATIVAS A NIVEL MICRO

4.1 APROVECHAMIENTO DE AGUAS JABONOSAS PARA USO EN RETRETES Y LAVADO DE PATIOS

4.1.1 Introducción

Se pretende aprovechar las aguas jabonosas, como pueden ser las usadas en el baño y el lavado de ropa, para uso en retretes y lavado de patios.

Aquí se hará un análisis preliminar para determinar la factibilidad técnica y económica de esta solución.

Se empezará por determinar los diferentes consumos de agua potable en los diversos usos domésticos, luego se determinarán en forma muy general, las características de las instalaciones y de los equipos principales necesarios; posteriormente, se estimarán los costos y se compararán con los del agua potable, para finalmente sacar conclusiones.

4.1.2 Antecedentes

Para analizar este planteamiento, comencemos por determinar en forma aproximada los consumos de agua en los principales usos domésticos.

Según datos obtenidos de diversas fuentes se considerarán los mostrados en la tabla 4.1.1 y en la fig 4.1.1 que corresponden a una casa de tipo medio situada en un terreno de 250 m² y con un promedio de 5 personas.

Como se muestra en la tabla 4.1.1 y en la fig 4.1.1 al reutilizar las aguas jabonosas, el consumo de agua potable por persona y por día se reducirá en 62 lt/día/persona, con lo cual se tendría únicamente un consumo de 138 lt/ día/persona.

4.1.3 Instalaciones y Equipo de Bombeo Necesarios

Para el aprovechamiento de las aguas jabonosas se necesita: un tanque de almacenamiento cuya capacidad dependerá primordialmente del número de usuarios de las instalaciones, tentativamente podemos suponer una capacidad de 300 litros para una familia de 5 personas; además, del tanque

TABLA 4.1.1

Concepto	Consumo lt/día/pers. (1)	Agua Recuperable lt/día/pers.	Agua a Reusar lt/día/pers.
Preparación alimentos y bebida	22	-	-
Lavado de ropa	8	6 (2)	-
Lavado de utensilios	6	-	-
Baño y aseo personal	74	56 (2)	-
Retretes	82	-	56 (3)
Lavado patios y otros	8	-	6 (3)
T O T A L E S	200	62	62

NOTAS:

- (1) Fuente: Boletín Interno N° 2 CAVM. mayo 1977.
- (2) Se considera que se recupera únicamente el 75% de la disponible.
- (3) Se complementará el consumo con agua nueva, además, será necesario usar agua limpia en ciertas ocasiones.

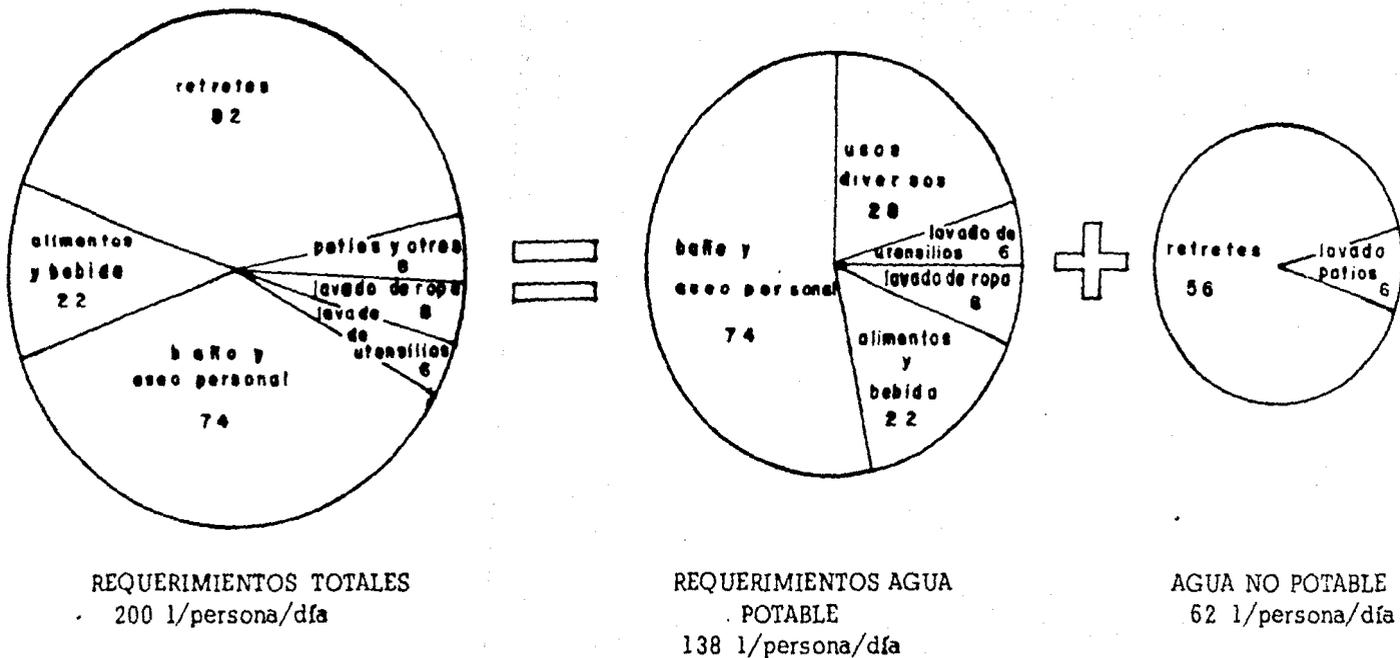


FIG. 4. 1. 1. DISTRIBUCION DEL CONSUMO DE AGUA EN USOS DOMESTICOS

se requerirá un pequeño equipo de bombeo con control automático y las tuberías necesarias para recircular el agua jabonosa.

En las figs 4.1.2 y 4.1.3 se muestran los diagramas de las instalaciones necesarias.

4.1.3.1 Volumen de agua ahorrado en una instalación

La misma familia de 5 personas en un periodo de un año consumirá en el retrete $56 \times 5 \times 365 = 102,200$ litros (de agua jabonosa).

4.1.3.2 Equipo de bombeo

Podríamos suponer el uso de una bomba para manejar 20 litros por minuto y una carga total de 10 m, con lo cual si se considera una eficiencia de 40%, requerirá una potencia de:

$$P = \frac{\gamma Q H}{\eta} ; \quad \gamma = 9.81 \frac{N}{dm^3}$$

$$P = \frac{(9.81 N/dm^3) (20/60 dm^3/s) (10 m)}{0.40} = 81.8 W$$

Un motor acoplado de 100 W proporcionará la potencia suficiente para satisfacer los requerimientos de bombeo.

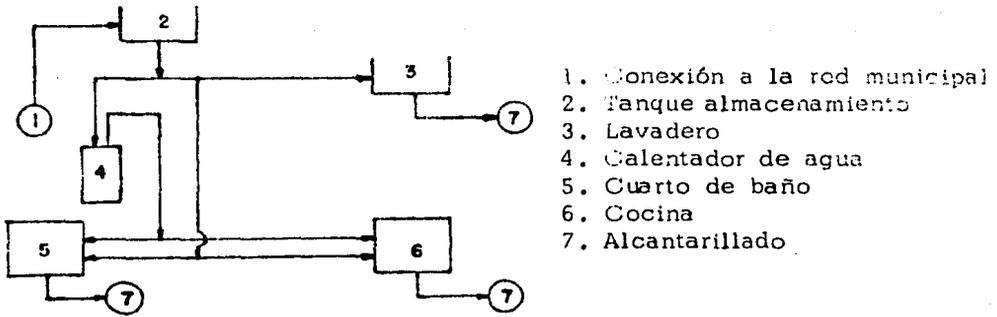
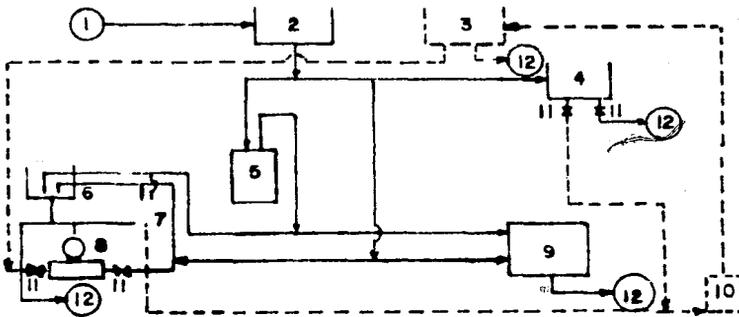


Fig. 4.1.2. Esquema de una instalación actual típica.



SIMBOLOGIA

———— actual
 - - - - - adicional

1. Conexión a la red municipal
2. Tanque de almacenamiento agua potable
3. Tanque de almacenamiento aguas jabonosas
4. Lavadero
5. Calentador
6. Lavabo
7. Regadera
8. Retrete
9. Cocina
10. Bomba y controles automáticos
11. Válvulas de seccionamiento
12. Alcantarillado

Fig. 4.1.3. Esquema de la instalación necesaria para aprovechar las aguas jabonosas en los retretes

Características de la bomba.

$$Q = 20 \text{ lt/min} = 5.3 \text{ GPM}$$

$$H_T = 10 \text{ m} = 32.8 \text{ ft}$$

$$N = 3,600 \text{ rpm}$$

Velocidad específica (N_s)

$$N_s = \frac{N \sqrt{Q}}{H^{3/4}}$$

En sistema inglés tenemos:

$$N_s = \frac{3,600 \sqrt{5.3}}{(32.8)^{3/4}} = 604$$

Si nos referimos a la gráfica de las normas del Instituto de Hidráulica de los Estados Unidos de Norteamérica que muestra la eficiencia en función de la N_s , observamos que la que se obtendría sería muy baja, sin embargo, esto no tiene mucha importancia ya que el consumo de energía es mínimo e insignificante y lo que nos interesa más en este caso es tener los mínimos costos de adquisición. Cabe aclarar que bombas para estas capacidades no se encuentran en el mercado nacional, pero que es factible su diseño y construcción.

4.1.3.3 Diámetro de la tubería de descarga

Suponiendo tubería de 9.52 mm (3/8") β , tenemos:

$$A = \frac{\pi d^2}{4} = 71.26 \text{ mm}^2$$

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{0.000333 \text{ m}^3/\text{s}}{71.26 \times 10^{-6} \text{ m}^2} = 4.68 \text{ m/s}$$

Si suponemos tubería de 12.7 mm (1/2") ϕ , tenemos:

$$A = \frac{\pi d^2}{4} = 126.68 \text{ mm}^2$$

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{0.000333 \text{ m}^3/\text{s}}{126.68 \times 10^{-6} \text{ m}^2} = 2.63 \text{ m/s}$$

Se piensa que sería conveniente la de 12.7 mm (1/2") ϕ .

4.1.3.4 Tiempo de operación en un año

El tiempo que trabajará el equipo en promedio en un año será:

$$\begin{aligned} T_{op} &= \frac{102,200 \text{ lt/año}}{20/\text{lt/min}} = 5,110 \text{ min} \\ &= 85.2 \text{ hr} \end{aligned}$$

4.1.3.5 Energía que se consumirá en un año

La energía que se consumirá en un año será:

$$\begin{aligned} E &= P \times t = 100 \text{ W} \times 85.2 \text{ hr} = 8,520 \text{ WH} \\ &= 8.52 \text{ KWH} \end{aligned}$$

4.1.4 Costos

4.1.4.1 Costo de la energía que se consumirá en un año

El costo de la energía que se consumirá al costo promedio actual de 0.4848 \$/KWH será:

$$C = 0.4848 \text{ \$/KWH} \times 8.52 \text{ KWH} = \$ 4.14$$

4.1.4.2 Costos de las instalaciones y equipo

Se suponen los siguientes para los diferentes componentes del sistema:

Concepto	Precio
Suministro	
1 bomba (20 lt/min, 10 m)	\$ 200.00
1 motor eléctrico (100 W)	300.00
1 juego controles para motor	400.00
20 m tubería de 12.7 mm (1/2") Ø	300.00
1 tanque para almacenamiento	700.00
1 juego de válvulas y accesorios	200.00
Subtotal :	\$ 2,100.00
Instalación	600.00
T O T A L :	\$ 2,700.00

Para depreciar la instalación se considerará un período de 8 años con un interés de capital de 15% anual.

El factor A/P resulta ser 0.22285, por tanto el costo anual de la instalación será:

$$A = 0.22285 \times 2700 = \$ 610.00$$

4.1.4.3 Costos totales

Los costos totales serán la suma del costo de depreciación del equipo e instalaciones y el costo por consumo de energía.

$$\text{Costo total} = 610 + 4.14 = 614.14 \text{ \$/año}$$

Si el volumen manejado es de 102 m³/año resulta que el costo por m³ será de:

$$\frac{614.14 (\$)}{102 \text{ m}^3} = 6.02 \text{ \$/m}^3$$

De lo anterior se observa que el costo por consumo de energía no es significativo (representa menos del 1% del costo anual total), en cambio el costo de las instalaciones y el equipo si lo es.

4.1.4.4 Costo del volumen de agua ahorrado

Los costos para conducir agua potable al Valle de México son crecientes en función del tiempo, debido a que cada vez hay que traerla de lugares más lejanos y situados a menores altitudes y, consecuentemente, necesitan- dose instalaciones muy costosas para el bombeo y la conducción.

Si consideramos como costo promedio real el que pretende cobrar la Comisión de Aguas del Valle de México al Departamento del Distrito Federal y municipios de la zona metropolitana que es de aproximadamente \$ 4.40/m³, tendremos que el costo real por los 102.2 m³ al año que se ahorrarían con cada instalación será:

$$4.40 \text{ \$/m}^3 \times 102.2 \text{ m}^3 = \$ 449.7$$

4.1.4.5 Volumen total de agua ahorrada y su costo al país

En el análisis anterior supusimos un ahorro "per cápita" de 56 lt/día. Si consideramos la población actual de la Area Metropolitana de la Ciudad de México en unos 10 millones de habitantes y suponemos la aplicación de esta propuesta en un 50%, el consumo total se reducirá, por este concepto, en:

$$V = 10 \times 10^6 \text{ hab} \times 0.5 \times 0.056 \text{ m}^3/\text{hab}/\text{día} = 280 \text{ 000 m}^3/\text{d}$$

o bien, esto equivale a un caudal de:

$$Q = 3.2 \text{ m}^3/\text{s}$$

lo cual resulta ser una cantidad considerable.

Por otra parte, para importar esos 3.2 m³/s al Area Metropolitana de la Ciudad de México costará aproxi-

madamente unos \$ 2,200 millones*, más unos \$ 150 millones* anuales por concepto de energía y gastos de operación de los sistemas de bombeo y líneas de conducción.

Aplicando el método del costo anual podemos determinar los costos aproximados por m³ conducido al Valle de México.

Para depreciar las instalaciones y el equipo se considerará un período de 20 años y un interés de capital de 12% anual.

El factor de anualidad es : 0.1338788

El costo anual total será:

$$0.1338788 \times \$2,200 \times 10^6 + 150 \times 10^6 = \$ 444.5 \times 10^6$$

Si el gasto es 3.2 m³/s; el volumen entregado en un año será:

$$3.2 \times 31.536 \times 10^6 = 100.9 \times 10^6 \text{ m}^3$$

Por tanto el costo por m³ será:

*FUENTE: Estudios de la Comisión de Aguas del Valle de México (Proyecto del Sistema Cutzamala).

$$\frac{\$ 440.5 \times 10^6}{100.9 \times 10^6 \text{ m}^3} = 4.41 \text{ \$/m}^3$$

4.1.5 Conclusiones

Las conclusiones que se pueden deducir de este análisis son:

- 1) Según los cálculos de los párrafos anteriores el costo de agua jalonosa será de \$ 6.02 \$/m³; el costo de agua potable importado de otras cuencas al AMCM de 4.41 \$/m³; costo congruente con el precio 4.40 \$/m³ que pretende cobrar la CAVM al DDF y municipios que forman la mencionada AMCM. Por lo cual para las condiciones estudiadas, la solución no resulta conveniente.

- 2) En función de costos y en virtud de las políticas en el cobro de agua (tarifas diferenciales en función del consumo), esta solución resulta conveniente únicamente para usuarios con consumos de más de 1000 m³/bimestre (ver tarifas de agua en el Distrito Federal; Capítulo 2) y no será conveniente para consumos menores, en virtud de que las tarifas en bajos consumos son subsidiadas por el Gobierno Federal.

- 3) Este análisis se realizó para condiciones específicas (5 personas/instalación) y resultó no ser conveniente desde el punto de vista económico, pero se prevé que podrá ser conveniente para un mayor número de usuarios; si éste aumenta, los costos unitarios por m³ disminuirán ya que las insta-

laciones se aprovecharán más eficazmente y entonces resultará conveniente para consumos menores al mencionado anteriormente.

4) También cabe mencionar que, como inconveniente se tendría cierta resistencia por parte del usuario para usar agua jabonosa en lugar de agua potable en los mencionados usos (en los casos que resulte conveniente desde el punto de vista económico).

4.2 USO DE CAPACITORES PARA MEJORAR EL f.p. Y ASI REDUCIR PERDIDAS DE ENERGIA ELECTRICA

4.2.1 Introducción

Las compañías suministradoras de energía eléctrica se han venido esforzando por reducir las pérdidas de energía. En base a eso se ha formulado una reglamentación en la cual se incluye lo relativo al factor de potencia para mantener éste en un valor aceptable, cobrando fuertes multas a empresas que no cumplan con dicha reglamentación.

4.2.2 Antecedentes

Los aparatos eléctricos provistos de resistencia óhmicas (R) e inductancias (L) absorben, además de la potencia activa (P), potencia reactiva (Q). De la suma geométrica de éstas, resulta la potencia aparente (S).

El ángulo comprendido entre los vectores de la potencia activa y la aparente se denomina ángulo de fase; la relación entre la potencia activa y la aparente ($\cos \theta$) es el factor de potencia (ver fig 4.2.1).

Cuando en un sistema eléctrico se tienen varios motores trabajando y además otras cargas, normalmente se baja el factor de potencia. Para estos casos se sugiere que siempre se use acoplamiento de capacitores para mejorar dicho factor ya que con estos elementos se obtiene la potencia reactiva de compensación.

La corrección del factor de potencia es lo que interesa en este estudio.

La potencia reactiva inductiva (Q) constituye una carga adicional a los generadores, a las líneas de transporte y a los transformadores, aumentando la caída de tensión y las pérdidas de potencia. Esta potencia reactiva no se registra si en las instalaciones se emplean únicamente contadores de energía activa (ver fig 4.2.2).

Por este motivo, las compañías distribuidoras de energía exigen de sus abonados que el factor de potencia ($\cos \theta$) no sea inferior a un 85%. Si la compañía distribuidora de energía instala contadores de energía reactiva, aumentan los costos de los abonados a medida que disminuye el factor de potencia ($\cos \theta$).

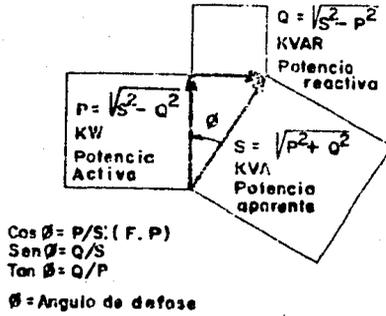


FIG. 4.2.1

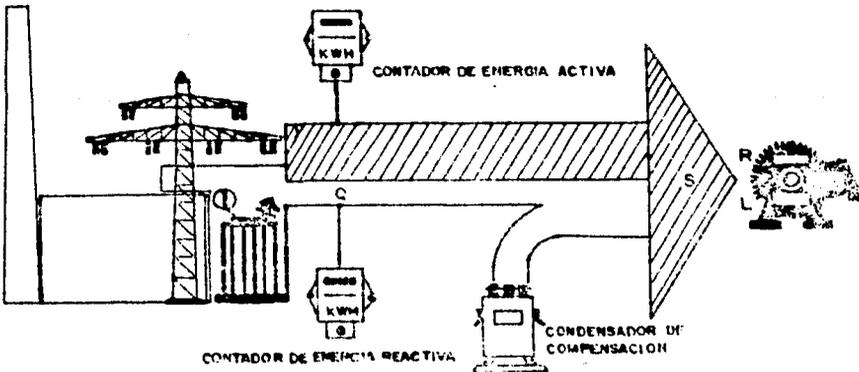


FIG. 4.2.2

El valor del factor de potencia requerido por la compañía distribuidora de energía se puede mantener conectando, en paralelo, condensadores a los receptores inductivos. Las "inductancias" se compensan mediante "capacitancias".

4.2.3 Compensación de la Potencia Reactiva

La potencia reactiva capacitiva de un condensador viene dada por la siguiente fórmula:

$$Q_c = U^2 W C \times 10^{-3} = \text{K V A R}$$

donde:

U = el valor eficaz de la tensión de servicio en volts

W = la velocidad angular

F = la frecuencia en Hz

C = la capacidad en faradios

Al conectar condensadores hay que tener cuidado de que la tensión nominal sea equivalente a la del servicio. Las variaciones de la tensión se tienen en cuenta, dimensionando los condensadores según + 10% de la tensión nominal.

La potencia del condensador ha de ser tal, que durante el servicio se establezca, después de la compensación, un valor mejorado del factor de potencia comprendido entre 85 y 90%.

4.2.3.1 Sobrecompensaciones

No se debe efectuar una compensación excesiva ($Q_c > Q_1$) ya que en tal caso, resulta una potencia reactiva capacitiva que somete a cargas las líneas en igual medida que la inductiva. Además, tenemos que en caso de sobrecompensación se puede establecer un aumento de la tensión de los receptores con respecto a los de la red.

4.2.3.2 Potencia de los condensadores

Para determinar la potencia de los condensadores utilizados en sistemas de compensación centrales y de grupos, se suman el consumo de potencia reactiva de todos los receptores, tomando en cuenta un factor de simultaneidad adecuado.

En la tabla 4.2.1 se muestran una serie de factores para determinar la potencia capacitiva del banco de capacitores necesario para corregir el factor de potencia.

También puede efectuarse midiendo la energía activa y la reactiva en instalaciones existentes, en base a estas mediciones se puede calcular la potencia necesaria del condensador para obtener el factor de potencia deseado en una instalación nueva.

TABLA 4.2.1

Factor de Potencia Existente Cos θ_1	Factor de potencia deseado Cos θ_2												
	0.7	0.75	0.8	0.82	0.84	0.86	0.88	0.9	0.92	0.94	0.96	0.98	1.00
	Factor "F" en KVAR/KW												
0.40	1.27	1.41	1.54	1.60	1.65	1.70	1.76	1.81	1.87	1.93	2.00	2.08	2.29
0.45	0.97	1.11	1.24	1.29	1.34	1.40	1.45	1.50	1.56	1.62	1.69	1.78	1.99
0.50	0.71	0.85	0.98	1.04	1.09	1.14	1.20	1.25	1.31	1.37	1.44	1.53	1.73
0.52	0.62	0.76	0.89	0.95	1.00	1.05	1.11	1.16	1.22	1.28	1.35	1.44	1.64
0.54	0.54	0.68	0.81	0.86	0.92	0.97	1.02	1.08	1.14	1.20	1.27	1.35	1.56
0.56	0.46	0.60	0.73	0.78	0.84	0.89	0.94	1.00	1.05	1.12	1.19	1.27	1.48
0.58	0.39	0.52	0.66	0.71	0.76	0.81	0.87	0.92	0.98	1.04	1.11	1.20	1.41
0.60	0.31	0.45	0.58	0.64	0.69	0.74	0.80	0.85	0.91	0.97	1.04	1.13	1.33
0.62	0.25	0.39	0.52	0.57	0.62	0.67	0.73	0.78	0.84	0.90	0.97	1.06	1.27
0.64	0.18	0.32	0.45	0.51	0.56	0.61	0.67	0.72	0.78	0.84	0.91	1.00	1.20
0.66	0.12	0.26	0.39	0.45	0.49	0.55	0.60	0.66	0.71	0.78	0.85	0.93	1.14
0.68	0.06	0.20	0.33	0.38	0.43	0.49	0.54	0.60	0.65	0.72	0.79	0.88	1.08
0.70		0.14	0.27	0.33	0.38	0.43	0.49	0.54	0.60	0.66	0.73	0.82	1.02
0.72		0.08	0.22	0.27	0.32	0.37	0.43	0.48	0.54	0.60	0.67	0.76	0.96
0.74		0.03	0.16	0.21	0.26	0.32	0.37	0.43	0.48	0.55	0.62	0.71	0.91
0.76			0.11	0.16	0.21	0.26	0.32	0.37	0.43	0.50	0.56	0.65	0.86
0.78			0.05	0.11	0.16	0.21	0.27	0.32	0.38	0.44	0.51	0.60	0.80
0.80				0.05	0.10	0.16	0.21	0.27	0.33	0.39	0.46	0.55	0.75
0.82					0.05	0.10	0.16	0.22	0.27	0.33	0.40	0.49	0.70
0.84						0.05	0.11	0.16	0.22	0.28	0.35	0.44	0.65
0.86							0.06	0.11	0.17	0.23	0.30	0.39	0.59
0.88								0.06	0.11	0.17	0.25	0.34	0.54
0.90									0.06	0.12	0.19	0.28	0.48
0.92										0.06	0.13	0.22	0.42
0.94											0.07	0.16	0.36

Según sean las condiciones de servicio, los receptores se compensan de tres maneras: 1) compensación por separado, 2) compensación por grupo y 3) compensación por centrales (ver fig 4.2.3).

En las instalaciones grandes, los condensadores se conectan a las barras colectoras de la distribución principal de baja tensión y a los puntos de concentración de carga dentro de la instalación, además de la compensación central con un sistema de regulación, muchas veces, también se compensan, individualmente o por grupos, las diversas subdistribuciones a los grandes receptores.

La compensación individual es rentable, sobre todo, en motores grandes con larga duración de conexión y en transformadores. En la mayoría de los casos, los condensadores se pueden conectar al receptor sin necesidad de aparatos de maniobra ni fusibles y se maniobran y protegen junto con él.

Compensación en transformadores

Para compensar la potencia reactiva de transformadores, sin tener en cuenta la red, hay que prever, en el lado de tensión inferior, condensadores de las potencias mostradas en tabla 4.2.2.

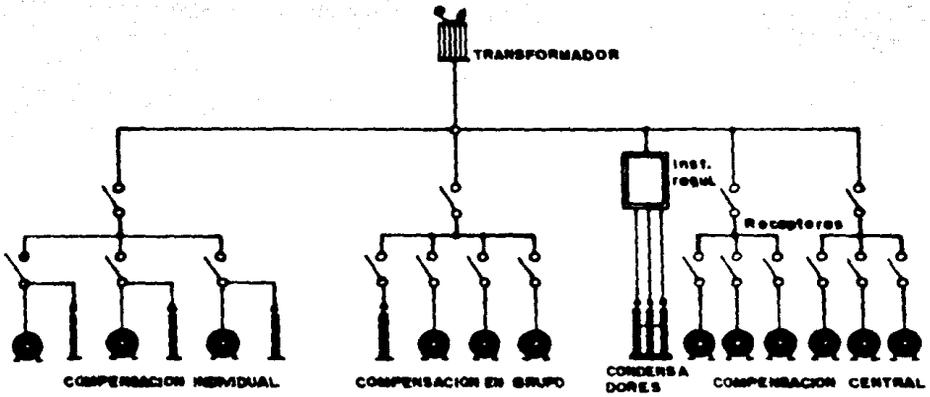


FIG. 4.2.3

TABLA 4.2.2

Potencia Nominal del transformador KVA	TRANSFORMADOR CON TENSION SUPERIOR		
	5 a 10 KV	15 a 20 KV	25 a 30 KV
	POTENCIA DEL CONDENSADOR		
	KVAR	KVAR	KVAR
25	2.0	2.5	3.0
50	3.5	5.0	6.0
75	5.0	6.0	7.0
100	6.0	8.0	10.0
160	10.0	12.5	15.0
250	15.0	18.0	22.0
315	18.0	20.0	24.0
400	20.0	22.5	28.0
630	28.0	32.5	40.0

Muchas veces se prefieren condensadores de mayor potencia, para compensar también con ellos parte de potencia reactiva de la red. La potencia del condensador no debe exceder de los valores indicados en la fig 4.2.4, para no amplificar las armónicas quinta y séptima de la red. Si fuese excesiva la amplitud de las armónicas, el condensador quedaría sometido a una sobrecarga.

La curva de la fig 4.2.4 se refiere únicamente a la potencia del condensador que está conectado fijamente (no regulable) al lado de tensión inferior del transformador.

A una tensión de cortocircuito del transformador $U_k = 6\%$ y a una carga del transformador de 100%, con potencia capacitiva, resulta un aumento de la tensión del 6%. Estos aumentos de tensión son, generalmente, tan reducidos que se pueden despreciar.

Para los transformadores utilizados en máquinas soldadoras se precisan condensadores con una potencia del 50% de la nominal del transformador, cuando se utilizan rectificadores, son suficientes los condensadores con una potencia equivalente al 10% de la nominal.

Compensación en motores

Si al desconectar el motor no se separan los condensadores de los arroyamientos, puede establecerse en los bor-

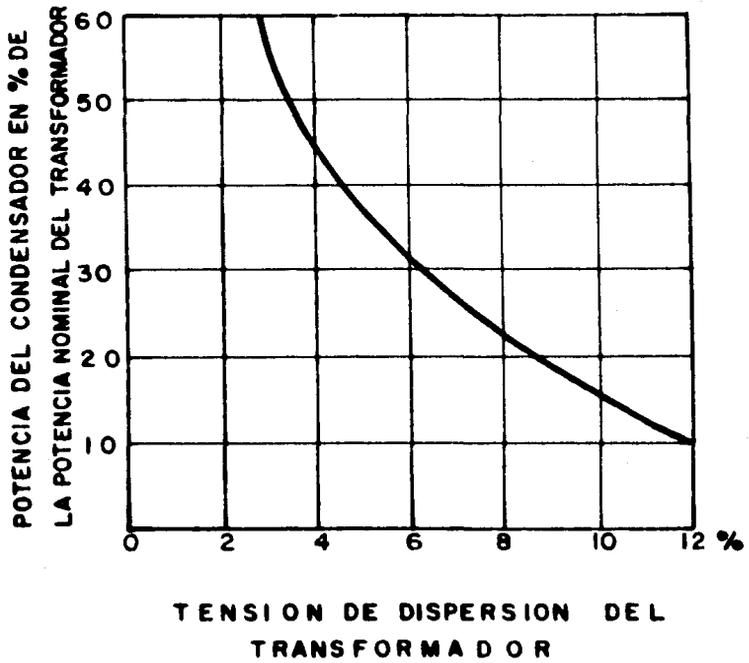


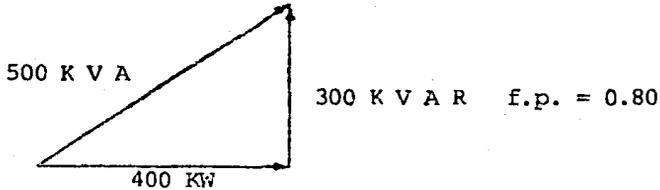
FIG. 4.2.4

nes del motor una tensión debida a la autoexcitación que se mantiene hasta que esté parado el motor. Esto se evita eligiendo los valores recomendados en la tabla 4.2.3 para la compensación individual del motor.

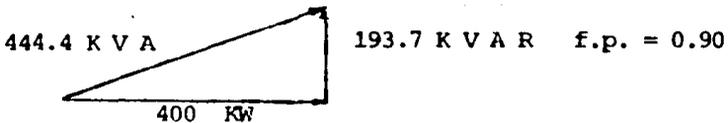
Los motores de alta tensión se compensan individualmente con condensadores de alta tensión.

4.2.3.3 Planteamiento económico

Supóngase una industria que consume 500 KVA en motores con factor de potencia de 0.80 y que se requiere mejorar a 0.90. Para condiciones actuales resulta el siguiente triángulo de potencias:



y para las condiciones con factor de potencia mejorado, el siguiente:



De los triángulos de potencias y de lo dicho anteriormente resulta que se requiere:

$$0.27 \times 400 = 108 \text{ KVARC}$$

obteniéndose un ahorro de potencia aproximada de 56 KVA

TABLA 4.2.3

Potencia Nominal del Motor KW	Potencia del Condensador KVAR
4	4.9
5	5.9
6	7.9
8	10.9
11	13.9
14	17.9
18	21.9
22	29.9
A partir de 30	Aprox. 30% Pot. Nominal del "M"

Si se considera un costo promedio de \$ 1500/KVA conectado en un año, resultará un ahorro de \$ 84000/año. Por tanto, si el costo anual de 1 KVAC es menor de 777 pesos la inversión resultará conveniente (según datos preliminares el costo del banco de capacitores es del orden de 30 \$/KVAC).

4.2.4 Conclusiones

Del análisis efectuado en este trabajo se observa la gran ventaja que se tiene al instalar bancos de capacitores para la corrección del factor de potencia, razón por la cual se cree conveniente debiera ser recomendada y difundida con amplitud la idea de su instalación, ya que eso redundaría en beneficios para ambas partes: suministrador y usuario.

4.3 APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA SOLAR

4.3.1 Introducción

En esta alternativa se estudiará la forma en que se puede aprovechar la energía solar, así como los medios con que se cuenta para interceptarla y utilizarla.

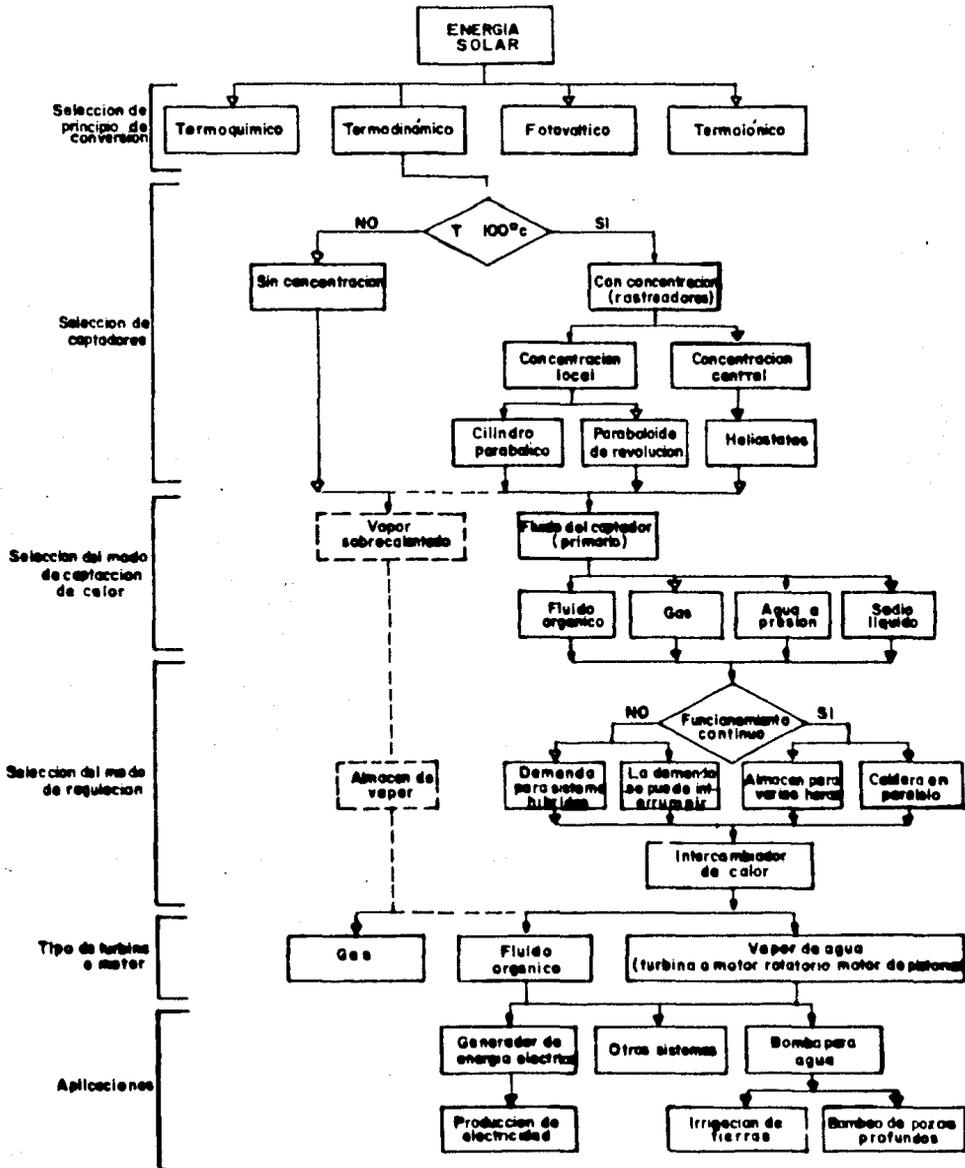
Para los países que cuentan con menores reservas de energía, el aprovechar la energía solar para producir fuerza motriz o electricidad sería probablemente la solución más deseable para sus problemas energéticos. Se ha intentado esto por varios caminos (fig 4.3.1): producción directa de electricidad aprovechando ciertos fenómenos físicos o producción de fuerza motriz a través de un ciclo térmico.

4.3.2 Antecedentes

La Energía Solar. El sol irradia grandes cantidades de energía al espacio de las cuales, sólo una pequeña fracción llega a la tierra, alcanzando aquí, valores enormes comparados con la energía disponible de otras procedencias (tabla 4.3.1).

Esta aportación no es igual en todas las partes del globo ni, lógicamente, uniforme a lo largo del año, además de presentar el inconveniente de no poder contar con ella constantemente. Esas cifras representan en un país situado en latitudes medias el disponer de unas 7 t.e.c./ha-día. En el verano, en países subtropicales, la energía media diaria es de 9 t.e.c./ha-día y el máximo, en días claros y secos de junio, puede llegar a 12 t.e.c./ha-día.

Otra forma de representar la energía que proporciona el sol es la siguiente:



Alternativas en la investigación de generación de electricidad o producción de energía mecánica.

FIG. 4.3.1.

TABLA 4.3.1 APORTACION ANUAL DE ENERGIA SOLAR

Interceptada por la atmósfera exterior	200 billones de t.e.c.
que alcanza la superficie terrestre	120 billones de t.e.c.
interceptadas por zonas de tierra firme	30 billones de t.e.c.

(t.e.c.) toneladas equivalentes de carbón.

factores de conversión de la t.e.c. de carbón de hulla:

- 0.3 para el lignito
- 1.3 para la tonelada de petróleo crudo
- 1.33 para 1,000 m³ de gas natural
- 0.6 para 1 MWH de electricidad

FUENTE: Enciclopedia temática CIESA.

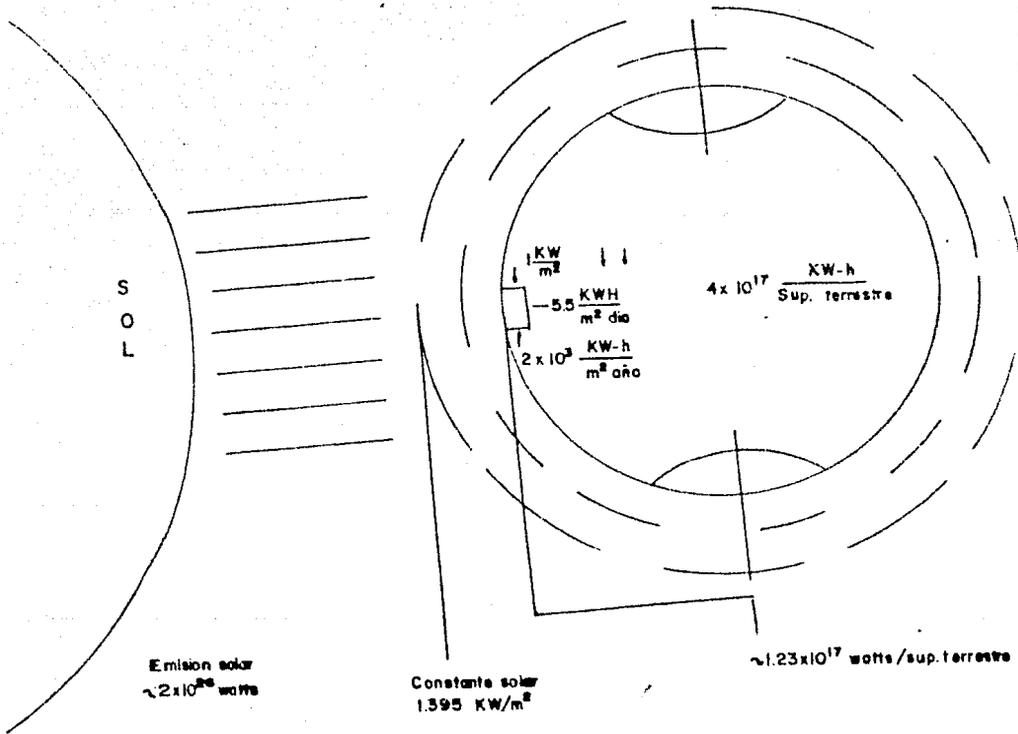
La energía solar recibida por la tierra es de 5.5 KWH/m²-día, en promedio anual y geográfico, o sea, de 2×10^3 KWH/m²-año, resultando así, una insolación de 4×10^{17} KWH/año (fig 4.3.2), energía que equivale a unas 90 000 veces el consumo eléctrico mundial actual.

En el área tropical y ecuatorial, la insolación anual es superior a los 600 KJ/cm², que equivale a 1,666.8 KWH/m²-año, o sea, 4.56 KWH/m²-día.

Si se usa el promedio de insolación de 2,000 KWH/m²-año para las áreas tropicales, se tiene que si esta energía solar se pudiese transformar en energía eléctrica, con una eficiencia de al menos 10% (lo que está completamente dentro de las posibilidades de la tecnología actual que permite eficiencias superiores a un 15%), bastaría con un cuadro de 150 km de lado (fig 4.3.3) para cubrir el consumo mundial de energía eléctrica (del orden de 4.5×10^{12} KWH en 1978), área que ocupa apenas 0.05% de los desiertos de nuestro planeta.

Insolación Nacional

Dos terceras partes de nuestro país tienen una insolación anual superior a 700 KJ/cm² (\simeq 2,000 KWH/m²-año, 5.3 KWH/m²-día) y el resto, el centro y el sureste, tiene 600 KJ/cm². En primera aproximación esto coincide con el hecho de que dos terceras partes de nuestro país son desérticas o semidesérticas.



Caracteristicas de la Energia Solar.

FIG. 4.3.2.

Si se considera el promedio de 2,000 KWH/m²-año para la mayor parte de nuestro país, se tiene que si esta energía se pudiese transformar en energía eléctrica con una eficiencia de al menos 10%, bastaría un cuadro de 15 km de lado (fig 4.3.3), para cubrir el consumo nacional de energía eléctrica (del orden de 4.5×10^{10} KWH en 1978), área que ocupa apenas 0.02% de los desiertos nacionales.

Estos cálculos muestran que la energía solar es abundante aunque dispersa, esto es, de baja densidad. Así, se necesitarían grandes áreas para instalar centrales eléctricas de gran potencia del orden de 10 ha por cada MW. Sin embargo, se necesitarán áreas tan pequeñas como 1 m² para suministrar energía a aparatos electrónicos.

4.3.2.1 Algunas aplicaciones

Para poder utilizar la energía solar hay que acudir a diversos tipos de dispositivos que permitan interceptar la radiación y aplicar sus efectos caloríficos en un sitio determinado. Cuando los rayos del sol penetran a través de una vidriera, en una habitación, el cristal no se calienta prácticamente y, la potencia calorífica es absorbida por las paredes, muebles, etc. Estos a su vez también emiten radiación al calentarse, pero estas radiaciones de longitud de onda mucho mayor que la del sol, no son capaces todas ellas, de atravesar el cristal hacia el exterior, con lo que la temperatura de la habitación se eleva progresivamente hasta alcanzar un equilibrio entre la energía adquirida y las pérdidas.

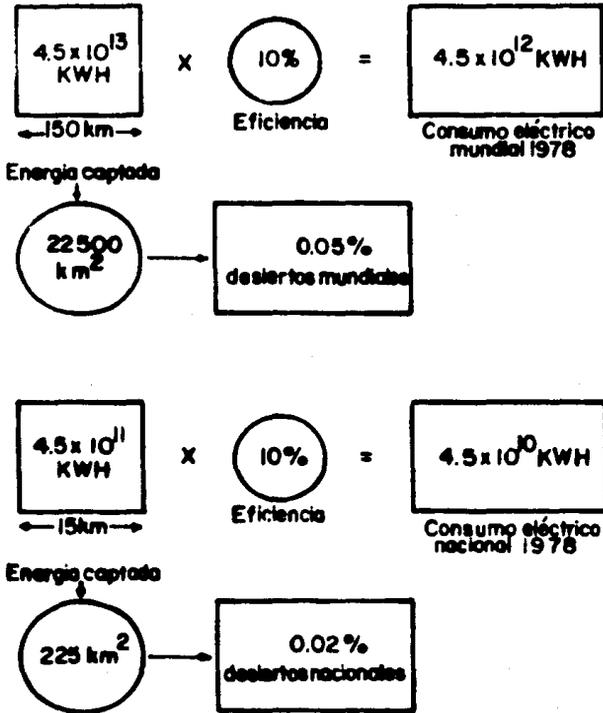


Fig. 4. 3. 3.

Disponibilidad de la energía solar a escala mundial y nacional

Si un cuerpo se puede calentar por acción directa del sol hasta llegar su temperatura de 80 a 90°C, encerrándolo en un receptáculo de cristal, podría alcanzar los 130 ó 150°C, y es posible mantener temperaturas de 60 a 80°C a la vez que se extrae calor para su aplicación externa al dispositivo. A este procedimiento se le llama "captación por efecto invernadero".

Para muchas aplicaciones es necesario disponer de temperaturas bastante elevadas y hay que recurrir a procedimientos de concentración de la energía solar.

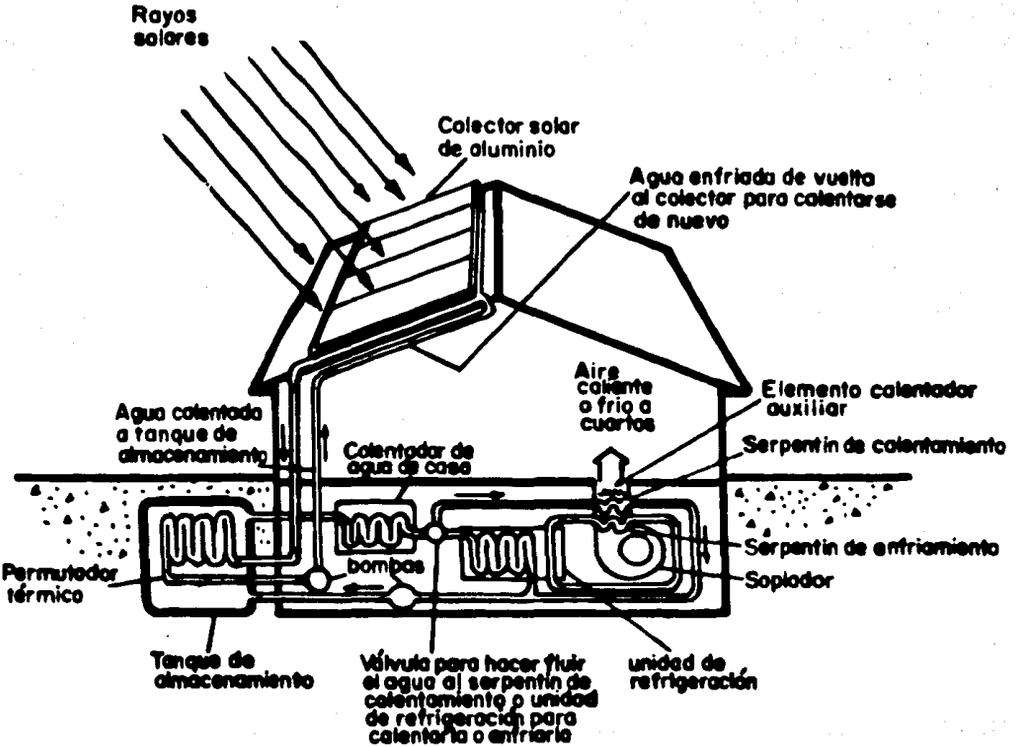
En la práctica se pueden identificar los siguientes sistemas para captar energía solar:

- a) captadores planos
- b) captadores lineales de concentración, por ejemplo, cilindros parabólicos.
- c) captadores de enfoque tridimensionales con absorbedor fijo y colector movable, por ejemplo, paraboloides de revolución.
- d) captadores de enfoque tridimensionales con absorbedor movable y colector fijo, por ejemplo, semiesferas fijas con absorbedor movable.
- e) la central de potencia con base en una torre central rodeada de espejos (helióstatos).

La energía solar se usa ya en ciertas zonas para calefacción del agua. Se usan dispositivos que emplean el efecto invernadero con planos colectores orientados hacia el sur con inclinación igual a la del eje de la tierra. Se puede recoger en ellos una energía media a lo largo del año de unos 5 KWH/día-m². Con un colector de 2 m² se recoge por tanto 10 KWH, lo que permite calentar 150 lt de agua que está a 15°C, hasta que llegue a temperaturas de 60°C.

La cocina solar constituye el ejemplo más directo de que la concentración de energía solar se presta a aplicaciones útiles a la humanidad. En la India se fabrica en serie, una cocina que consiste en un reflector de aluminio anodizado de casi 1.0 m² de superficie, con una forma adecuada para concentrar y reflejar la energía solar, directamente en el fondo de una vasija oscurecida apropiadamente. En la mayor parte de la India la cocina solar se puede usar todos los días del año, desde media mañana hasta media tarde, y tarda unos 20 minutos en cocinar la comida normal de arroz y lentejas.

Otra aplicación que quizás tenga interés en el futuro de la energía solar es para enfriamiento y para acondicionamiento de ambiente en países cálidos (fig 4.3.4). La colección directa de la energía parece ser interesante en estos casos y se usaría a través de un motor térmico, con el sol como fuente de energía.



La Aluminium Association de los Estados Unidos ha desarrollado recientemente un nuevo tipo de placa de absorción de aluminio en forma de tubos con aletas. Los tubos con aletas se disponen en hileras bajo paneles cubiertos - de vidrio en el techo, donde se calientan por los rayos del sol. El agua que circula por los tubos se recoge y almacena para el sistema de calefacción y de acondicionamiento de aire de la casa.

Fig. 4.3.4.

4.3.3 Producción Directa de Electricidad Aprovechando Ciertos Fenómenos Físicos

4.3.3.1 Efecto termoeléctrico

Si se unen trozos de metales distintos en un lazo, mediante dos soldaduras (par termoeléctrico), y se mantiene una de las uniones a temperatura mayor que la otra, se produce una corriente eléctrica que circula por el lazo metálico y es susceptible de aprovechamiento.

La cantidad de energía generada depende de la diferencia de temperatura entre las uniones. En el caso de colectores solares de energía, una de las soldaduras se calentaría por medio de lentes o espejos y se mantendría aislada térmicamente, mientras que bastaría con mantener a la sombra la soldadura fría. La eficiencia máxima teórica de los termopares podría llegar a ser del 60%, pero en la práctica, como mucho, se ha llegado a 3.5%. Aunque es previsible que se puedan mejorar estos rendimientos, el procedimiento tiene severas limitaciones insalvables.

La fuente de energía eléctrica es intermitente; la electricidad se genera en corriente continua a muy bajo voltaje; resultaría muy costoso adicionar sistemas de almacenamiento, de conversión a corriente alterna y de elevación de voltaje, aparte de necesitarse fuertes inversiones en los metales más apropiados para presentar el efecto termoeléctrico. Desde un punto de vista eco-

nómico, todavía no se puede prever que este procedimiento pueda suministrar aportaciones al sistema energético, dignas de tomarse en cuenta.

4.3.3.2 Las células fotoeléctricas

El efecto fotovoltaico puede definirse como la generación de un potencial cuando una radiación ioniza la región cercana a la barrera potencial de un semiconductor. Se caracteriza por una f.e.m. autogenerada y la habilidad para entregar potencia a una carga, proviniendo la potencia primaria de la radiación ionizante. Es decir, cuando la energía solar incide en la superficie de un material semiconductor se liberan suficientes electrones para poder dar lugar a una corriente eléctrica.

Los dispositivos que realizan esta función son conocidos como celdas solares. El rendimiento de estos dispositivos depende de las características espectrales de la radiación solar, así como de las propiedades y estructuras de los materiales semiconductores.

Cuando una celda solar es iluminada por el sol, aparece en sus extremos una diferencia de potencial de C.D. del orden de 0.5 volts y una densidad de corriente de alrededor de 30 mA/cm². La corriente total depende de la superficie expuesta a la iluminación. Así, una celda solar es inherentemente un generador de baja poten-

cia. Para su utilización práctica es necesario asociar un gran número de celdas en serie o en paralelo para incrementar la potencia. El conjunto de celdas así asociadas se denomina módulo y generador solar. En general, para tener en cuenta la intermitencia de la energía solar se hace necesario poder almacenar la energía producida, lo que se realiza fácilmente por medio de acumuladores. La aplicación y un sistema de control de la energía constituye lo que se llama un sistema fotovoltaico.

4.3.3.3 Costos de generación de electricidad mediante conversión fotovoltaica

La conversión fotovoltaica de la energía solar en energía eléctrica es un método directo que, a diferencia de los convencionales (hidroeléctrico, nucleoelectrico, termoeléctrico, etc), no utiliza partes móviles ni ciclo termodinámico alguno. Como consecuencia de estas características, estos conversores tienen grandes tiempos de servicio (superior a 20 años) y su eficacia no está limitada por el principio de Carnot, sino por mecanismos de tipo cuántico y el grado de perfección de los materiales utilizados para fabricar los dispositivos de conversión conocidos como celdas solares.

Los costos actuales que varían de 15 a 20 dls/watt pico tendrían que ser reducidos a valores del orden de 0.500 dls/watt pico, para que fueran competitivos con otras fuentes tradicionales de energía en ciertas aplicaciones de desarrollo rural, perspectiva que,

por otra parte, podría ser realizada en la próxima década, dados los progresos científicos y tecnológicos actuales.

4.3.4 Producción de Fuerza Motriz a Través de un Ciclo Térmico

Por lo que respecta a la conversión termodinámica, ésta convierte la radiación solar en calor y después en electricidad -en la fig 4.3.1 se muestran los diferentes caminos para generar potencias mediante energía solar- a través de procesos termodinámicos que, bajo condiciones ideales, es el ciclo de Carnot.

En este tipo de procesos los sistemas de conversión operan a temperaturas superiores a la ambiental.

Los ciclos termodinámicos que se utilizan en los convertidores solares térmicos son, esencialmente, los mismos que emplean las plantas generadoras convencionales en uso (ciclo Rankine), que trabajan a base de combustible (carbón, petróleo, energía nuclear, etc), para suministrar energía térmica al fluido. En las plantas generadoras modernas, de 30 a 40% de la energía térmica se convierte en electricidad y el 60 a 70% restante se rechaza al medio ambiente.

Mientras más alto sea el incremento de temperatura, mayor será la eficiencia, por lo que una planta solar térmica debe operar a la temperatura más alta posible.

Para lograr temperaturas altas en el fluido es necesario utilizar captadores de enfoque o liostatos.

Un ejemplo típico es el de una instalación de espejos parabólicos o cilíndrico-parabólicos que concentran la energía solar para calentar un aceite oscuro; éste a través de un cambiador de calor en el que se produce vapor, que se usa ya en forma convencional. Numerosos factores intervienen para hacer que el rendimiento no sea muy bueno. La temperatura óptima del vapor en una máquina pequeña es de 200°C, ó sea, el 38%, y en la práctica, en una máquina pequeña (1 KW) las pérdidas térmicas y mecánicas reducirían ese 38 a un 14%. Por lo tanto, no se pueden esperar rendimientos globales de la conversión de la energía solar en potencia motriz mucho mejores del 7%.

Recordando los valores que hablamos mencionado de la energía solar incidente en zonas de la tierra, puede calcularse que en latitudes bajas y con cielo despejado, bastaría un reflector de unos 5 metros de diámetro para "alimentar" un generador de vapor de 1 KW; para 1 MW, el diámetro habría de ser de unos 165 m.

4.3.4.1 Sistemas solares generadores

Existen dos opciones para la generación de energía eléctrica: las pequeñas (orden de KW) y las grandes centrales (orden MW).

Los sistemas solares pequeños para generar potencia son una opción factible e interesante para las estaciones convencionales que utilizan combustibles fósiles, principalmente en regiones de baja infraestructura o alejadas de los centros de suministro de combustible.

El problema fundamental radica en la optimización técnico-económica del captador solar con una máquina térmica que maneje un generador para producir electricidad. Además, debe darse especial cuidado a las características de la carga para la demanda eléctrica en relación con el flujo solar.

La tendencia actual en sistemas solares pequeños, consiste en utilizar captadores de enfoque, a fin de aumentar la temperatura del fluido de trabajo y, por lo tanto, la eficiencia del sistema. Actualmente, los costos de los captadores planos y los de enfoque están en el mismo nivel, por lo que el costo de un sistema solar con colectores de enfoque que tienen mayor eficiencia, es más barato. Además, el trabajar con temperaturas más altas, suministradas por los captadores de enfoque permite el empleo de máquinas sencillas de vapor, que son más adaptables al medio rural y cuentan con una tecnología disponible ya experimentada.

4.3.4.2 Costo de la generación de electricidad mediante conversión fototérmica

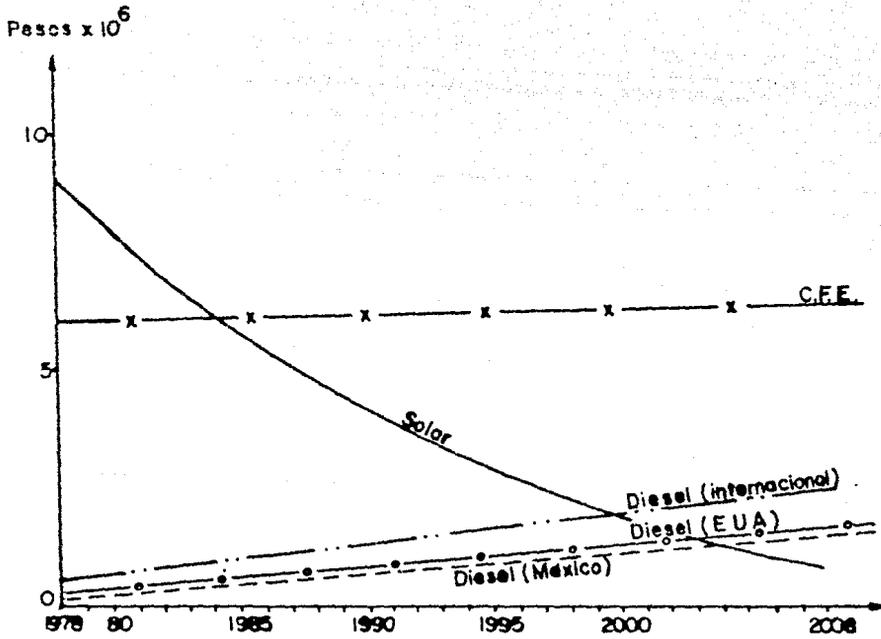
El principal argumento en contra de la generación de electricidad por transformación fototérmica de la energía solar, es su alto costo.

En las figs 4.3.5 y 4.3.6 se muestra el costo de generación/KW, a valores de 1978, que tendría la generación de electricidad en un poblado pequeño, apartado unos 50 km de una línea principal de transmisión eléctrica y unos 200 km del centro de abastecimiento de combustible. A continuación se hace una comparación de tres opciones para bombear agua en dicha zona.

1. Bomba solar con colector cilíndrico parabólico dirigido.
2. Planta diesel (grupo electrógeno) convencional, con almacenamiento de combustible para un mes de operación.
3. Banco de un transformador (45 KVA) que alimente al grupo motor bomba, derivando una línea de alta tensión de la red más cercana (CFE).

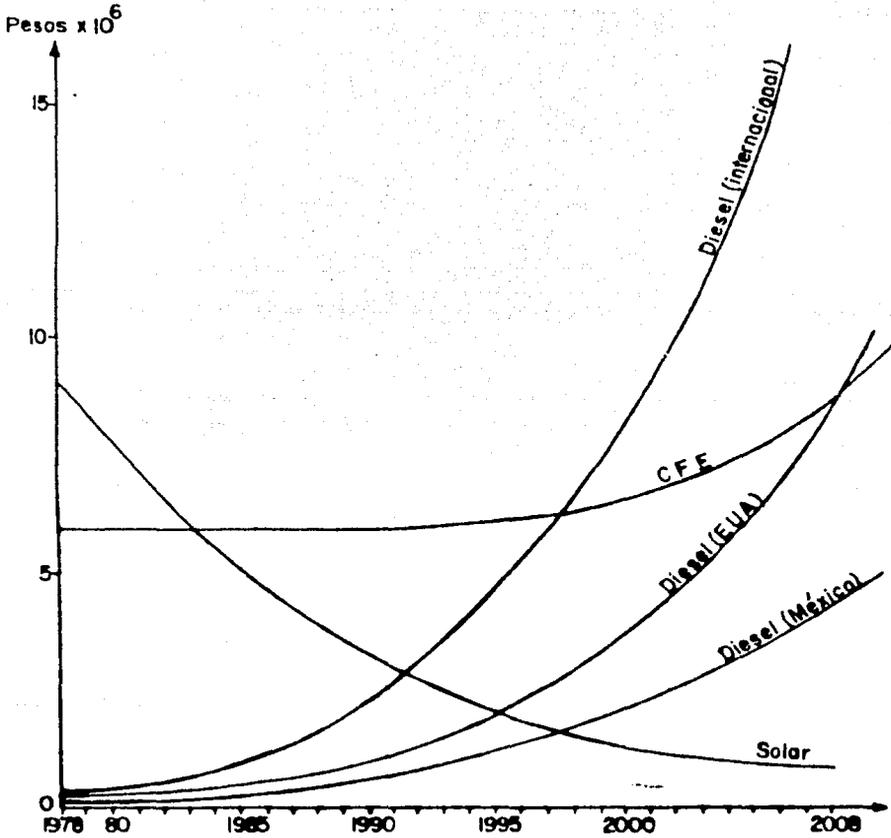
Para el costo del capital y la tasa de descuento se tomó 12, 15 y 20% de interés anual*.

* Para mayor información, consultar el boletín I.I.E., junio 1978.



Costos comparativos de los sistemas solar, diesel y electrificación de la CFE con una línea de 50 km. para una capacidad instalada de 35 KW. en pesos de 1978 (Escalación precio combustible de 10% anual)

FIG. 4.3.6.



Costos comparativos de los sistemas solar, diesel y electrificación de la CFE con una línea de 50 km. para una capacidad instalada de 35 KW, - en pesos de 1976 (Escalación precio combustible de 20% anual)

FIG. 4.3.7.

4.3.4.3 Factores geográficos que afectan el uso de concentradores

La temperatura en un sistema de captadores depende del balance térmico entre el calor ganado al flujo solar y las pérdidas térmicas debido a la convección y a la radiación hacia el ambiente, por lo que al emplear dispositivos de enfoque de radiación solar sería factible mejorar el balance entre ganancias y pérdidas térmicas con lo que alcanzarían mayores temperaturas. Un aspecto importante es que a fin de que los captadores de enfoque sean más eficientes, es necesario que éstos sigan el movimiento del sol.

Existen diferentes métodos para seguir al sol:

- a) sistemas a base de computadoras de mando central que siguen un programa fijo, debido a que el movimiento del sol es perfectamente pronosticable.
- b) sistemas a base de sensores electrónicos ligados a servo-mecanismos usualmente a base de celdas fotovoltaicas.
- c) sistemas a base de expansión de gases con efecto peristáltico invertido; estos sistemas son autónomos pues trabajan con energía solar.
- d) sistemas a base de efectos bimetalicos.

Tomando en cuenta estos factores es importante la selección de regiones para utilizar la energía solar; las zonas desérticas son las mejores ya que en ellas se

pueden esperar grandes cantidades de radiación directa durante todo el año.

4.3.5 Sistemas que Emplean Energía Solar que se Encuentran en el Mercado

4.3.5.1 Enfriamiento y calefacción activados por energía solar

Dichos sistemas emplean colectores solares con aletas de aluminio que absorben el calor del sol y tubos de cobre que hacen fluir agua calentada por los rayos del sol, a un tanque.

Las unidades de 1.22 x 2.13 m, emplean una sola hoja de aluminio negro y corrugado debajo de una cubierta de vidrio. Cae agua en cascada sobre la superficie al cubierto de este colector, recogiendo calor al fluir. El agua cae en canalón en el fondo y fluye hacia un tanque de almacenamiento de 1,571 lt, rodeado de 30 toneladas de roca obtenida de un arroyo. Cuando se requiere calor, se hace circular aire a presión a través de las rocas, para suministrarlo en el lugar que se necesita.

Hoy día los paneles se pueden comprar por la suma de \$ 990/m² (4 dls/pie²) de la Edmund Scientific Co. de Barrington, New Jersey.

Existe otra técnica, la llamada "sun-lite", la cual emplea pared de paneles transparentes y dobles de fibra de vidrio. Este material permite la entrada de calor del sol, pero impide que éste se escape de nuevo hacia afuera. Los paneles cubren cilindros de sun-lite de 30.48 cm de diámetro, en una altura igual a la de la pared.

Estos cilindros se llenan con agua y funcionan tanto como colectores de calor como tanques de almacenamiento, al mismo tiempo. Unos ventiladores fuerzan el aire a través de los cilindros calentados por el sol, haciéndolo circular a través de la casa. El sistema, mediante la eliminación de depósitos y colectores separados, reduce las pérdidas de calor que se producen durante el almacenamiento. Su eficiencia y su potencial económico parecen ser muy prometedores.

Existen tres tipos básicos de colectores para calefacción de casas en el mercado*:

1) Placa plana al descubierto

Ventajas: Bajo costo \$ 866/m² a \$1,237/m² (3.5 dls/pie² a 5 dls/pie²), fácil de instalar y de cuidar, adecuada para climas templados.

*FUENTE: Mecánica Popular. diciembre 1975.

Desventajas: Ineficiente, pérdidas de calor causadas por la condensación de la humedad en la cubierta de vidrio especialmente en climas fríos.

2) Placa plana cerrada

Ventajas: Temperaturas de funcionamiento superiores, menor corrosión ya que el agua circula por los serpentines.

Desventajas: Costo mayor \$ 1,731.20/m² a \$ 2,473.10/m² (7 dls/pie² a 10 dls/pie²), instalación compleja.

3) Concentrador de enfoque-colectores de tipo de canalones que utilizan lentes o reflectores

Ventajas: Sencillez, fácil instalación, altas temperaturas de funcionamiento.

Desventajas: Alto costo \$ 2,473/m² (10 dls/pie²), conjunto voluminoso.

4.3.5.2 Calentadores solares para uso doméstico

La producción comercial de calentadores solares para agua de uso doméstico (CSAD), se inició en Guadalajara en 1942, y hacia fines de 1977 ya había más de 6,000 unidades instaladas y funcionando. Hay en el país no menos de 20 fabricantes registrados, que abastecen un mercado rápidamente en crecimiento.

El calentador solar típico tiene una capacidad de 200 litros, suficiente para cinco personas y tiene un precio promedio de \$ 8,600. La construcción más común de

un CSAD con circulación por convección se muestra en la fig 4.3.7, con un captador de aproximadamente 1 m de ancho por 2 de largo. Este aparato puede producir el calentamiento de 100 litros de agua cada día, desde unos 15°C hasta unos 40°C como mínimo, por cada metro cuadrado de superficie del captador.

4.3.5.3 Bomba de agua activada por energía solar*

Una bomba solar ALTA-X sólo comprende tres elementos (fig 4.3.8):

- . células fotovoltaicas
- . un motor eléctrico (C.C.)
- . una bomba

De manera general, los conjuntos ALTA-X han sido proyectados para que durante su funcionamiento con alumbrado variable, potencia y caudal variables, los rendimientos del motor, de la bomba y de las fotopilas, permanezcan siempre cerca de su máximo.

Las primeras instaladas hace 18 meses, funcionan sin ninguna vigilancia, en zonas totalmente desiertas: las células las limpia el viento y el cambio

*FUENTE: Técnicas Francesas N° 1-1978.

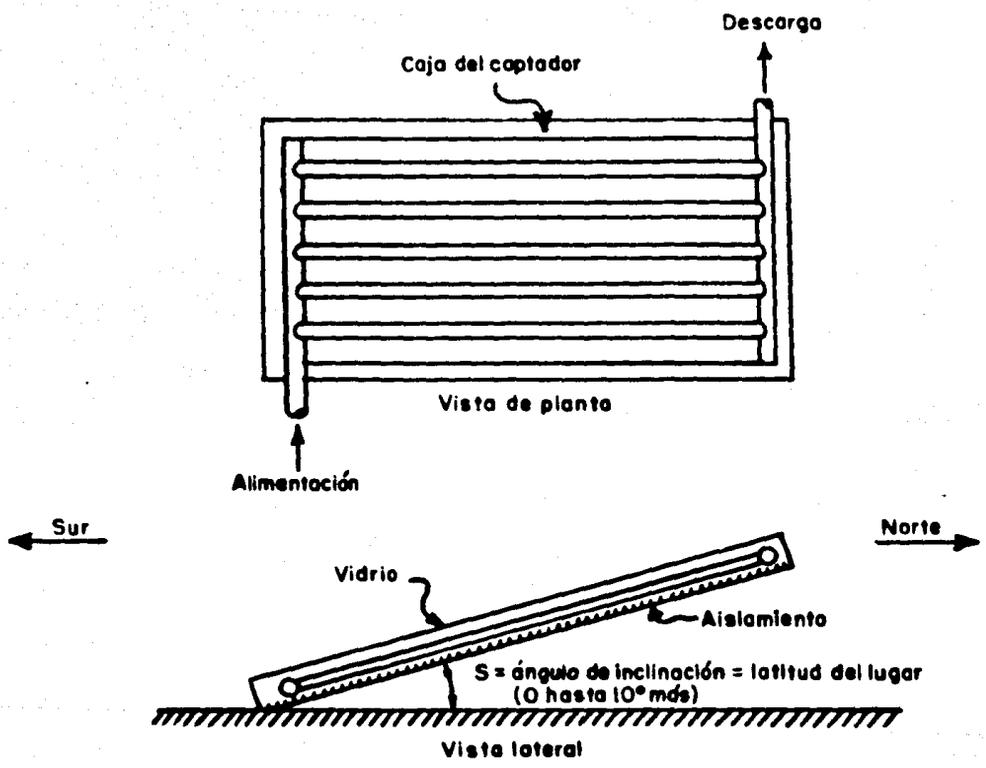


FIG. 4.3.7.
Esquema de un captador solar plano típico

M-1-78-200-2

Conjunto de bombeo ALTA X.

Alimentación directa del motor por las fotopilas

A - Fotopila

B - Bomba ALTA X

C - Contactor de nivel

D - Depósito

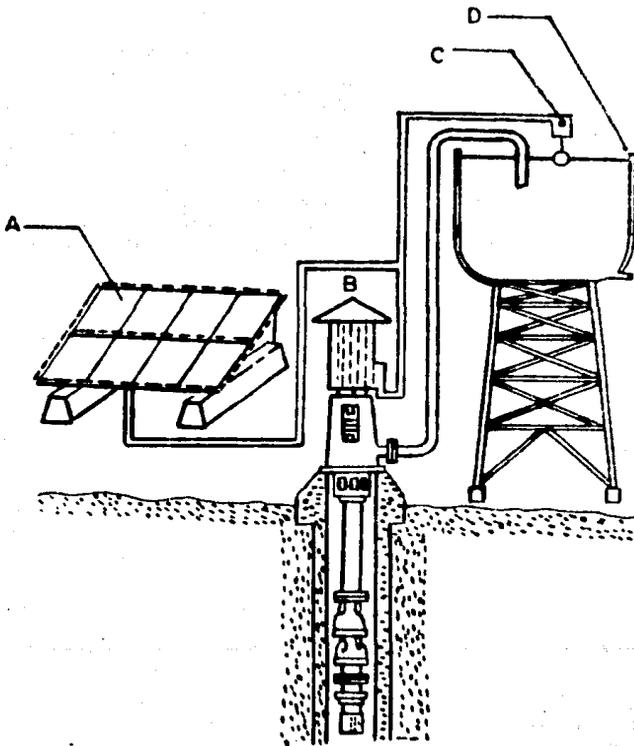


FIG. 4.3.8

de las escobillas de los motores eléctricos se efectuará tras 8,000 horas de servicio, es decir, un plazo de 2 años y medio. Las bombas no necesitan ningún mantenimiento especial.

La potencia de esta bomba varía entre 600 y 1,300 watts, lo que permite extraer diariamente de 15 a 120 m³ de agua según la profundidad de donde se extrae.

El precio por instalarla cuesta entre 30 y 40 mil dólares (690 y 920 mil pesos), siendo el 70% del total, el costo de las células fotovoltaicas.

4.3.6 Análisis de Costos del Conjunto de Bombeo ALTA-X

Bomba de agua solar:

Costo inicial	\$ 690,000
Potencia	1,200 watts
Gasto	65 m ³ /día

El gasto de agua en m³/hr se calculará tomando en cuenta que la energía del sol se puede aprovechar en un día, por sólo 8 horas y

$$Q = \frac{65 \text{ m}^3}{8 \text{ hr}} = \frac{8.125 \text{ m}^3}{\text{hr}} = \frac{0.00226 \text{ m}^3}{\text{seg}}$$

4.3.6.1 Cantidad de energía aprovechada

La energía máxima que aprovecha la bomba solar, si consideramos 8 hr/día, será:

$$1.2 \times 8 = 9.6 \text{ KWH/día}$$

para un año la energía aprovechada será:

$$9.6 \times 365 = 3,504 \text{ KWH/año}$$

4.3.6.2 Costo por energía, usando energía eléctrica

Si el KWH cuesta 1,485 pesos, con la bomba solar nos estaríamos ahorrando:

$$3,504 \times 1.485 = 5,203.44 \text{ \$/año}$$

4.3.6.3 Amortización de la bomba solar

Si esperamos que la inversión de la bomba solar sea recuperada en 15 años, a una tasa de interés del 12% anual, el costo anual de la bomba solar será:

$$A = P (A/P, i, n)$$

$$A = P (A/P, 12\%, 15)$$

$$A = 690,000 (0.1468242)$$

$$A = \$ 101,309$$

4.3.7 Conclusiones

1) Como se ve, el costo anual de la bomba es muchas veces mayor que el costo anual por consumo de energía, lo cual no justifica la inversión de la bomba en lugares donde se puede conseguir energía eléctrica convencional a costos razonables.

2) Se observa que el empleo de estos equipos de energía solar es muy costoso, ya que los componentes que emplean son de materiales muy especiales y su tecnología no es aún lo suficientemente desarrollada, para que el costo de estos equipos resulte económico.

4.4

APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA EOLICA POR MEDIO DE MOLINOS DE VIENTO

4.4.1 Introducción

El uso de los molinos de viento encuentra aplicación tanto para la producción de electricidad en pequeña escala, como para bombear agua de pozos y ríos.

Se han construido unidades con potencias bastante considerables (-100 KW-) y hay estudios para unidades mucho mayores (2,500 KW).

Una aplicación adecuada de los molinos de viento se encuentra en unidades del orden de 30 ó 40 KW, que producen electricidad en zonas rurales en estado de desarrollo, como solución transitoria hasta que la demanda justifique una electrificación por medios convencionales lo cual resulta más económico. También es conveniente recurrir al viento para elevar agua en zonas desérticas que se trata de convertirlas en terrenos de regadío. Una vez que se han conseguido establecer cultivos y población en número adecuado se puede proceder a la electrificación rural general.

En esta alternativa se analizará la posibilidad de usar un molino de viento para obtener energía que sea más económica que la que se obtiene por los medios convencionales.

El aprovechamiento de la energía eólica se consigue logrando que la masa de aire accione el elemento que ha de arrastrar la hélice y mover el elemento mecánico.

4.4.2 Antecedentes

El sol es la fuente de energía que produce el viento. La capa atmosférica que cubre este planeta es un gran motor térmico regenerativo accionado por energía solar, cuyo movimiento se origina por la existencia de gradientes de presión ocasionados por una distribución no uniforme en el calentamiento de la superficie terrestre que va de mayor a menor, del Ecuador a los Polos, y la distinta inercia térmica entre las masas oceánicas y los continentes.

Si nos atenemos exclusivamente a la incidencia de radiación solar progresivamente menor del Ecuador a los Polos, el movimiento atmosférico ocurriría formando grandes corrientes convectivas de éstos hacia el Ecuador a baja altura, y del Ecuador hacia los Polos en la parte superior. Estos vientos en el sentido del eje norte-sur sufren una desviación hacia el oeste, explicada en términos de dos leyes físicas acerca de los movimientos circulares, la aceleración de coriolis y la segunda ley de Kepler o ley de Las Areas. Este movimiento global de la atmósfera recibe el nombre de "circulación general de la atmósfera".

A nivel general, el movimiento convectivo en la atmósfera altera su dirección dada la distribución de los continentes y los océanos, ya que al presentar estos últimos una mayor inercia térmica se alteran las direcciones de los gradientes de presión, mismos que cambian con el transcurso de las estaciones del año. A estos factores generales se añan, la topografía específica de cada región, la humedad, la vegetación y el ciclo día y noche, que dan origen a gradientes de presión localizados, determinantes de las características del viento en cada lugar.

El viento es así, una manifestación indirecta de la energía solar radiante que queda atrapada en el planeta (el 29% de la incidente), que es responsable de la activación de la máquina atmosférica, cuyo trabajo nos da lo que conocemos por clima.

4.4.2.1 Estructura del viento

El viento se define como la componente horizontal del movimiento del aire y está definido por su dirección, expresada como el rumbo de donde éste proviene, que es el señalado por la veleta, y por su velocidad dada en nudos, km/hr ó m/s. Estando el viento expresado matemáticamente por un vector, cuyo comportamiento en un punto es del todo aleatorio para fines meteorológicos nos interesa como los promedios estadísticos mensuales o anuales, que definan al viento dominante o rumbo en que prevalece la mayor parte del tiempo; la velocidad media del viento dominante; la velocidad media y la velocidad máxima medida por el período de que se trate.

Al ser el viento una masa de aire en movimiento, contiene una cantidad de energía cinética que al pretender aprovecharse como energético, de una manera económicamente competitiva y socialmente aceptable, se hacen los siguientes planteamientos.

- a) ¿En qué lugares existe viento con la suficiente intensidad como para ser económicamente útil?
- b) ¿Cuáles son las cantidades anuales de energía del viento que pueden ser esperadas?
- c) ¿Cómo se distribuye el viento en el tiempo, durante el día, el mes o el año y aún en períodos más largos?
- d) ¿Cuáles son las duraciones probables de vientos de alta velocidad o de períodos de calma, y sus frecuencias durante un lapso determinado?

Por otro lado, aunque el viento se ha definido como la componente horizontal, en realidad su movimiento es paralelo a la superficie terrestre, mientras ésta no sea lo suficientemente rugosa para provocar turbulencias. Los sitios ideales para el aprovechamiento de la energía del viento son colinas de suaves pendientes en terrenos llanos y si la curvatura de la colina se comporta como un perfil aerodinámico, en el sentido del viento dominante, éste está sujeto a una aceleración. Por otra parte, en los terrenos montañosos, las condiciones orográficas pueden dar lugar a "ductos" por los que sopla el viento. La fricción del aire con el suelo y la vegetación reduce su velocidad al nivel del mismo, siendo un hecho conocido el aumento en la velocidad con la altura.

4.4.2.2 La energía del viento

El viento tiene una energía cinética proporcional al cuadrado de su velocidad por la masa del volumen que se considere. Si este volumen corresponde al generado en la unidad de tiempo, por un área unitaria que se desplaza a tal velocidad, la potencia del viento por unidad de área es proporcional al cubo de su velocidad:

$$P/A = KV^3$$

donde:

K = es una constante que depende de la densidad del aire y de las unidades en que se expresa la potencia y la velocidad.

Esta expresión se conoce como "la ley del cubo" y es indicativa de porqué es necesario un registro continuo de velocidades para hacer una estimación correcta de su contenido energético, ya que existe una diferencia entre el cubo de la velocidad media y el promedio de los cubos de un conjunto de velocidades en una distribución dada. En la fig 4.4.1 se muestra gráficamente la relación entre velocidad y potencia.

Siendo la potencia del viento proporcional al cubo de su velocidad, se aprecia que variaciones pequeñas en la velocidad del viento, tienen una fuerte repercusión en cuanto a su potencia. Un viento de 20 km/hr (5.55 m/s), tiene una potencia de 109.6 W/m² y uno de 25 km/hr (6.94 m/s) de 213.85 W/m², en tanto que un viento de 50 km/hr (13.88 m/s) que mueve a los árboles y se dificulta caminar contra él, tiene una potencia de 1,720 W/m².

Puede decirse que, en general, a 10 m de altura la energía del viento es similar en magnitud a la densidad de energía solar que se recibe en el suelo en un período de 24 horas, lo que representa una potencia media del orden de 200 W/m² para las latitudes comprendidas entre los dos trópicos.

A mayor altura, la energía eólica se incrementa en razón del gradiente vertical de velocidades, ocasionado por la fricción del viento contra la superficie del terreno.

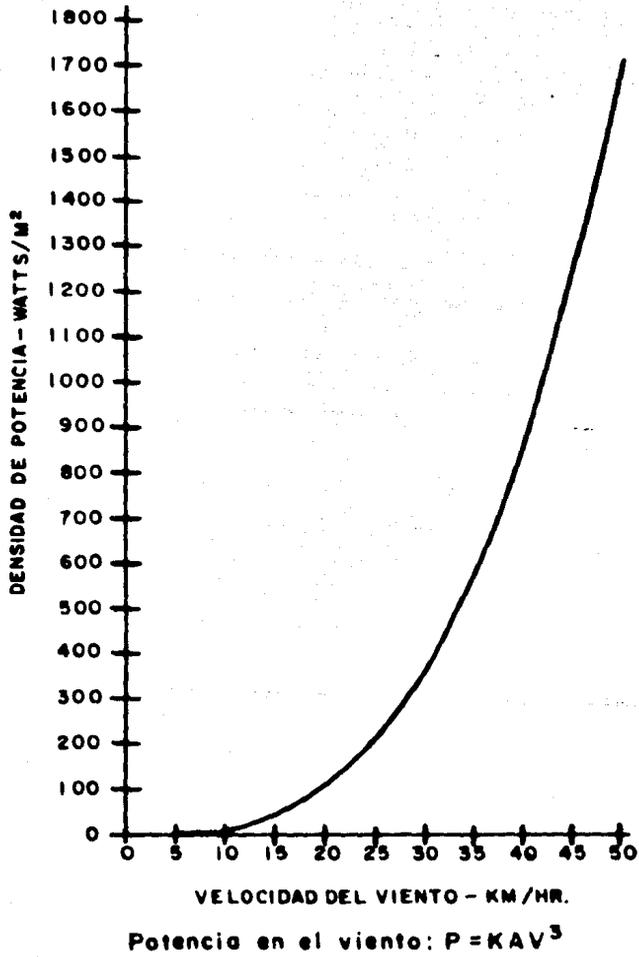


FIG. 4.4.1

De toda esta energía del viento sólo es posible obtener una fracción que tiene un límite teórico establecido por el alemán A. Betz en 1927, para quien un aeromotor ideal sólo puede extraer $16/27$ ó 59.3% de la energía del viento. Para obtener 100% de la energía cinética del viento, sería necesario que el equipo conversor le quitase el movimiento, reduciendo su velocidad hasta cero lo cual es imposible.

De esta manera, la ecuación que define la potencia aprovechable del viento para condiciones ideales es:

$$P = 0.593 KAV^3$$

4.4.2.3 La medición de la velocidad del viento

El objeto de la medición de la velocidad del viento es determinar su energía cinética promedio en un período determinado, por lo que esta medición debe ser continua (tabla 4.4.1), llevando un registro gráfico. El instrumento recibe así el nombre de "anemógrafo" y el indicador de rumbo "anemoscopio gráfico", los que, por normas de mediciones meteorológicas, se deben localizar, como mínimo, a 10 m sobre el suelo.

Los registros continuos de la velocidad del viento se traducen a una curva diaria de distribución de velocidades que en realidad corresponde a un histograma

TABLA 4.4.1

TACUBAYA, D.F., VIENTO DOMINANTE Y SU VELOCIDAD (m/s)

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
1975	1.8	2.6	2.7	2.7	2.2	2.1	1.6	1.7	2.2	2.2	1.7	1.1	2.05
	NW	SW	SW	NW	NW	NW	NW	W	NW	NW	NW	W	
1976	8.5	1.8	2.3	2.5	1.6	1.4	1.7	1.7	1.7	1.6	1.8	1.8	1.86
	NW	NW	NE	NW									
1977	2.6	3.1	3.0	2.7	2.6	1.4	1.6	1.6	1.8	1.9	1.9	1.9	2.175
	WSW	WSW	WSW	WSW	N	NW	NW	NNW	NNW	NNW	NNW	NNW	
1978	1.6	3.2	2.3	3.5									
	N	WNW	W	WNW									
AEROPUERTO INTERNACIONAL DISTRITO FEDERAL, VIENTO DOMINANTE Y SU VELOCIDAD MEDIA													
1975	1.6	2.8	3.4	2.2	2.5	2.6	2.6	2.9	2.0	2.3	1.8	1.5	2.35
	NE	SE	SE	NNE	NNE	NE	NE	NE	NNW	SE	NE	SE	
1976	2.2	1.9	3.1	2.6	2.4	3.3	2.2	2.4	1.6	2.3	1.7	1.5	2.76
	NE	E	SE	SE	SE	E	SW	SE	NE	E	N	ENE	
1977	2.4	2.5	3.1	2.2	2.0	2.9	2.3	2.7	2.0	1.6	2.1		2.34
	SSE	S	SSE	SE	NNE	NNE	NNE	NNE	NNE	N	ESE		
1978	2.3	1.0											
	ESE	N											

FUENTE: Servicio Meteorológico Mexicano. SARH.

de velocidades (fig 4.4.2). Esta curva de distribución se hace también para cada mes y para el año completo lo que permite conocer, por rangos de velocidades, el porcentaje del tiempo total que le corresponde. Al agrupar los datos mensualmente se determinan las variaciones estacionales y por último, el comportamiento del viento a lo largo del año. Hacer una buena caracterización de la distribución de velocidades a lo largo del año requiere de mediciones anemográficas por cinco años al menos, aunque se puede prescindir de éstas si se cuenta con información que permita establecer correlaciones. Esta información es indispensable para establecer la energía que contiene el viento y poder estimar así, lo que es potencialmente aprovechable en un período determinado. Una forma útil de representar esta distribución de velocidades en un período dado es con la llamada "curva de duración de velocidades", mostrada en la fig 4.4.3 que va indicando, progresivamente, el número de horas en que el viento tuvo una velocidad superior a los valores de cada ordenada.

4.4.2.4 Localización de sitios con buen potencial energético eólico

La localización de estos sitios se puede hacer en base a cartas topográficas y de clima, ya que fuertes desniveles e isobaras muy juntas son indicativas de fuertes gradientes de presión responsables de vientos de naturaleza regional. En el sitio específico, la evidencia ecológica es importante, ya que se manifiesta como deformaciones en los árboles sujetos a esfuerzos continuos

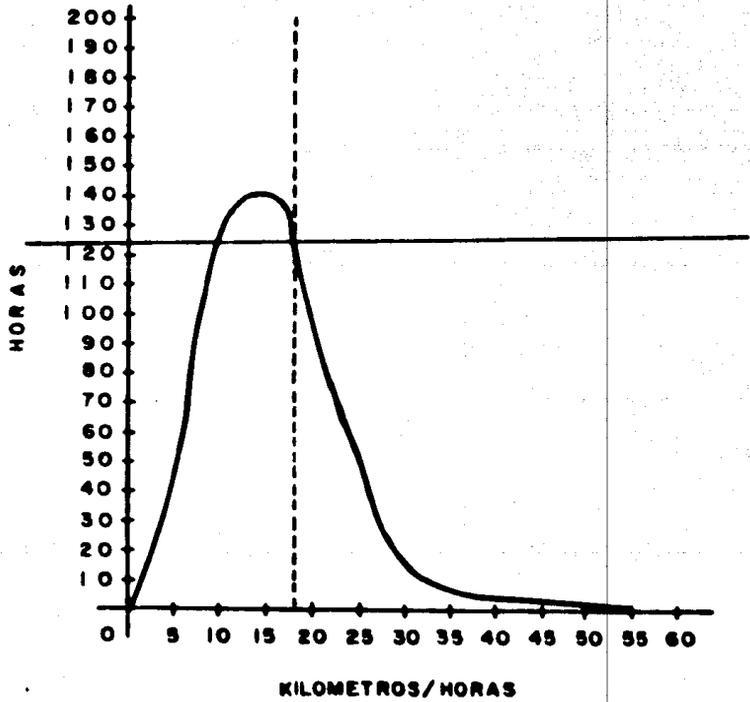


FIG. 4.4.2

Curva de frecuencia de velocidades

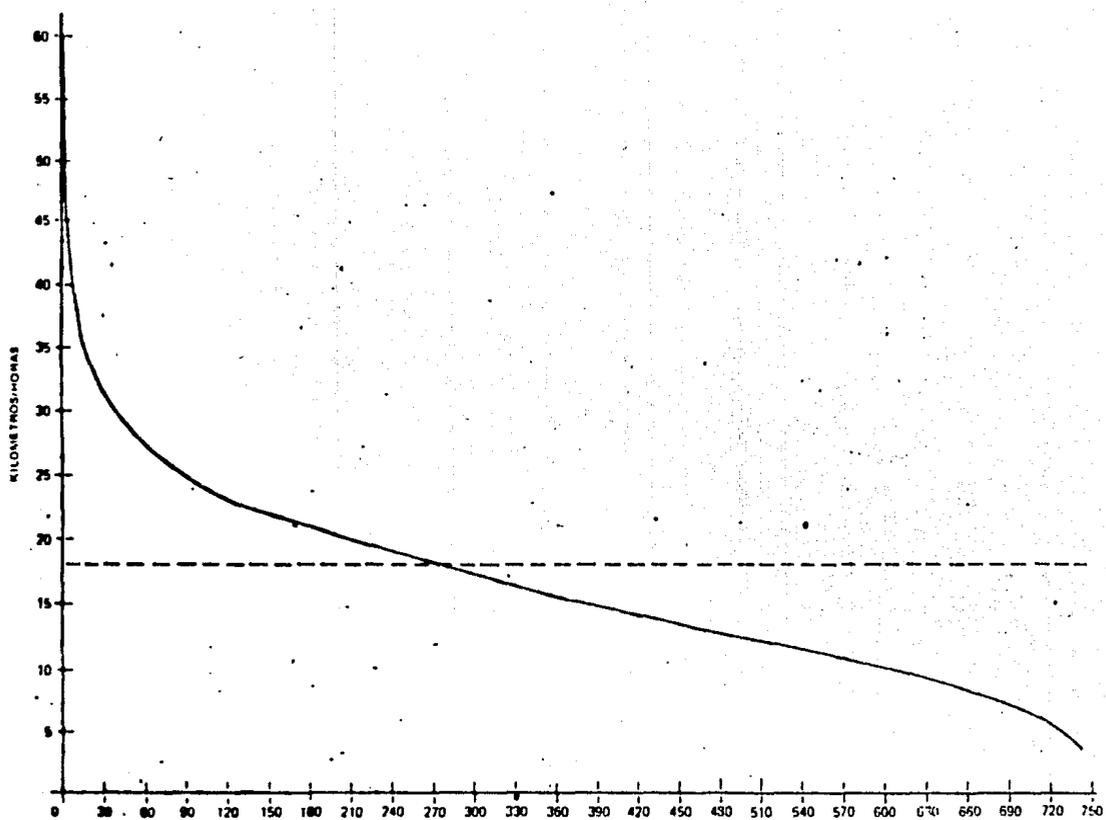


FIG. 4.4.3. Curva de duración de velocidades.

ocasionados por los vientos dominantes, siendo el grado de esta deformación indicativa de su velocidad media.

Por otra parte, un buen punto para aprovechamiento eólico tiene que sobresalir sobre las irregularidades del terreno u otros obstáculos: edificios, árboles, rocas o estar alejado, al menos 100 metros, si se requiere un flujo lo menos turbulento posible.

Localizado un sitio importante y hecha su medición, la curva anual de duración de velocidades se convierte en una curva anual de duración de potencias, al obtener los cubos para los distintos valores de las ordenadas y aplicar la constante de proporcionalidad.

Además de estas mediciones, es necesario conocer las velocidades instantáneas de las rachas de viento, que si bien no contribuyen en nada a la energía que se obtiene, dada la inercia de los equipos conversores, es importante conocerlas, para considerar los esfuerzos instantáneos a que se sujetan tales equipos, ya que éstos pueden estar localizados a una altura diferente de 10 m sobre el suelo, las mediciones se hacen a la altura deseada o se establece el patrón vertical de distribución de velocidades para ese punto.

4.4.3 Sistemas que Emplean la Potencia de los Vientos

4.4.3.1 Aerogeneradores

En el presente una compañía en Suiza está manufacturando generadores de viento de 5 KW, con una pro-pela de 5 m de diámetro a un costo de 1,900 dls (43,700 pesos), más 200 dls (4,600 pesos) para gastos de envío, para entregar en los Estados Unidos en 6 semanas. Un generador de 400 watts se vende en Alemania y un genera-dor de 1 KWe se hace en Italia.

Un sistema para una casa en Miami usa un ge-nerador de viento de 2 KWe manufacturado en Australia con 19 baterías de almacenamiento y un pequeño inversor (C.D. a C.A.), provee toda la energía eléctrica que se necesita en casa, incluyendo energía para alumbrado, aparatos domésticos, televisión, herramientas, etc.. Las baterías de almacenamiento proveen suficiente reserva de energía para cuatro días sin vientos, un generador de gasolina es usado como sistema de emergencia en caso de largos períodos de calma. El mantenimiento requerido para este sistema es de 1/4 de galón de aceite en la ca-ja de engranes, una vez cada 5 años.

El generador de viento usa una hélice de 12 ft (3.66 m) de diámetro y produce arriba de 2 KWe a 115 volts en C.D. El regulador de voltaje es incorporado como par-

te del generador. Los controles transistorizados regulan la razón de carga cuando el voltaje de salida excede al voltaje de las baterías en el estado de carga total, un anemómetro sobre el generador de viento mide la velocidad en millas/hr. Las 19 baterías de 130 Amp-hr, están conectadas en serie, proveen 15 KW de reserva en 115 volts. Las luces (alumbrado) y muchos de los aparatos domésticos, incluyendo la aspiradora, taladro eléctrico, sierra, máquina de coser y la bomba de agua están operadas en C.D. sólo la televisión y el estereo requieren C.A., la cual se provee con un inversor pequeño.

El sistema cuesta cerca de 2,800 dls (64,400 pesos), incluyendo 1,600 dls (36,800 pesos) para el generador de viento, 700 dls (16,100 pesos) para las baterías, 100 dls (2,300 pesos) para el inversor pequeño y 200 dls (4,600 pesos) para alambres y otros pequeños componentes. El costo de la energía eléctrica para esta casa es aproximadamente de 0.15 dls (3.45 pesos) por KWH, casi la mitad del de una planta de gasolina o diesel.

FUENTE: Solar Energy. Technology and Applications. J. Richard Williams. Ann Arbor Science. 1977.

La corporación aeroespacial Grumman recientemente registró su sistema de energía por vientos "Windstream-25" a un costo aproximado de 25,000 dls (575,000 pesos). Este sistema incluye un generador de viento de 25 ft (7.62 m) de diámetro a 40 ft (12.192 m) de la torre, con una capacidad de 18 KWe, a una velocidad de viento de 26 millas/hr (41.85 km/hr). Controles automáticos, baterías de almacenamiento y convertidor de C.A.

4.4.3.2 Bomba de agua accionada por molino de viento

La compañía Molinos de Viento, S.A., establecida en Chihuahua, Chih. es fabricante de molinos de viento, teniendo a la venta un sistema con los siguientes costos:

1. Un molino de viento "Movisa" de 2.44 m (8') formado por: timón motor, rueda de aspas, sistemas y torre de 4 partes de 10 m (33'), que incluye escalera, plataforma, anclas y torre mod. 7-A extrareforzada \$ 24,447.00
2. Un cilindro de bronce de 1 7/8" x 36" tipo profundo, sistema válvula check con colador 3,253.00
3. Dos varillas salidas de 1/2" x 21' (6.40 m) con tuerca cople \$ 302.00 c/u 604.00

4. Un estopero de bronce para tubo de 2"	\$ 840.00
	\$ 29,144.00
15% descuento pago contado	<u>4,371.60</u>
	\$ 24,772.40
4% I.S.I.M.	<u>990.90</u>
Total L.A.B. Chihuahua	\$ 25,763.30

Datos de servicio. Este equipo trabajando con una velocidad de viento de 25 a 30 KPH, dará un gasto de 69 lt/hr, alcanzando una altura de elevación del agua de 57 m.

4.4.4 Análisis de Costos de la Bomba de Agua Accionada por Molinos de Viento "Movisa"

1. Costo del molino de viento	\$ 26,000.00
2. Costo de una bomba con motor eléctrico	<u>1,300.00</u>
Costo Total*	\$ 24,700.00

3. Gasto = 690 lt/hr = 1.92×10^{-4} m³/s

4. Altura = 57 m

5. Potencia $P = \frac{\gamma Qh}{\eta \times 102}$ (KW); siendo ; $\eta = 60\%$

*Para el cálculo del costo total, se resta el costo de un equipo convencional, ya que la diferencia se compara con el ahorro por consumo de energía.

$$P = \frac{1000 \times 1.92 \times 10^{-4} \times 57}{0.6 \times 102} \text{ KW}$$

$$P = 0.18 \text{ KW} \approx 1/4 \text{ HP}$$

Considerando que esta bomba trabaje al día un promedio de 10 hr/día, la energía aprovechada será:

$$0.18 \times 10 = 1.8 \text{ KWH/día}$$

en un año se aprovechará:

$$1.8 \times 365 = 657 \text{ KWH/año}$$

si consideramos que el KWH cuesta 1,485 pesos en promedio, los ahorros obtenidos por consumo de energía serán:

$$657 \times 1.485 = \$ 975,645/\text{anuales}$$

Ahora, analizando la inversión inicial y suponiendo que se recupera en 10 años a una tasa de interés del 12% anual, el costo anual de este equipo será:

$$A = P (A/P, i\%, n)$$

$$A = 24,700 (A/P, 12\%, 10)$$

$$A = 24,700 (0.17698)$$

$$A = \$ 4,371.406$$

Como se observa, los costos anuales superan al ahorro anual ($\$4,371 > \975), por lo que se concluye que no se aceptaría este equipo cuando se cuente con energía eléctrica.

Ahora, si esta bomba trabajara las 24 horas del día:

$$0.18 \times 24 = 4.32 \text{ KWH/día}$$

en un año el ahorro, si el KWH es de \$ 1.485, será de:

$$4.32 \times 365 \times 1.485 = \$ 2,341.55/\text{anual}$$

Con esto último se confirma que no es conveniente económicamente el equipo, porque el costo anual sigue superando a los ahorros.

$$\$ 4,371.40 > \$ 2,341.55$$

4.4.5 Conclusiones

El uso de molinos de viento para producir energía dentro del Distrito Federal no es muy adecuado, ya que en algunas zonas, la velocidad del viento es muy variable y en otras es casi nula, además, el costo del equipo es muy alto a nivel habitacional.

Estos equipos por lo general se emplean en el campo, que es donde la velocidad del viento es menos afectada por barreras (edificios), es donde en la actualidad se emplea para producir energía en pequeña escala y bombear agua, tal como se explicó anteriormente (Subcapítulo 4.4.1).

Si se pudieran producir equipos que empleen materiales más económicos y resistentes que pudieran bajar el costo del equipo y que funcionaran con las condiciones meteorológicas existentes de la región, sí convendría aceptarlas, ya que el aprovechamiento de esta energía no tiene ningún efecto nocivo sobre el medio ambiente.

4.5 EMPLEO DE UN DISPOSITIVO DE CONTROL PARA DETECTAR LA PRESION CON EL FIN DE AHORRAR ENERGIA ELECTRICA EN UN SISTEMA CISTERNA-BOMBEO-TINACO

4.5.1 Introducción

La constante demanda y la falta de recursos para generarla, hace pensar en la necesidad de ahorrar energía eléctrica. Ahorro que, aún siendo insignificante a nivel familiar (microscópico), toma caracteres importantes a nivel ciudad o nación (macroscópico).

En esta parte se sugiere un método para ahorrar energía eléctrica, tomando como base el sistema de uso común mediante el cual, se surte de agua potable a las casas y edificios que integran una ciudad.

4.5.2 Antecedentes

Existen en todo el país un sinnúmero de edificios de dos plantas; la ciudad de México, D.F., una de las más pobladas en el mundo, cuenta aproximadamente con un 60% de este tipo.

Estos edificios ya sean para oficinas, comercios o casas habitación, requieren, para su buen funcionamiento, de un eficiente servicio de agua potable.

Todas las construcciones de dos plantas o más incluyen normalmente en su sistema de agua potable una cisterna, una bomba y uno o más tinacos (dependiendo del consumo diario), previniendo que existen, como en todas las ciudades, horas pico de consumo de agua que hacen que la presión de suministro baje y sea insuficiente para elevarla hasta el tinaco.

Fuera de estas horas pico, existen intervalos en que la presión de suministro es la suficiente para impulsar el agua hasta el tinaco; presión que normalmente se desperdicia ya que el agua que se descarga a la cisterna puede ser aprovechada para suministrar parte del consumo diario de la casa habitación o edificio.

En virtud de lo anterior, es posible obtener un ahorro de energía eléctrica del consumo diario de la bomba

ya que ésta no impulsaría el total de agua que se consume diariamente en la casa habitación o edificio.

4.5.3 Planteamiento

El sistema completo cisterna-tinaco con los dispositivos necesarios para lograr un ahorro de energía es el representado en la fig 4.2.1; cada uno de sus componentes son:

4.5.3.1 Cisterna

Normalmente tiene una capacidad de $2/3$ del consumo total del lugar donde esté instalada, su forma es rectangular y está revestida de cemento. El piso lleva un pequeño declive para facilitar su limpieza. Permanece siempre tapada mediante una loza para evitar la introducción de impurezas.

4.5.3.2 Bomba

Dispositivo que sirve para imprimirle presión a un fluido. Su capacidad se sabe por experiencia que es aproximadamente de $1/8$ del consumo total diario.

4.5.3.3 Tinaco

Dispositivo para almacenar el agua que proviene de la cisterna impulsada por la bomba, la que

- 1- Indicador de Gasto
- 2- Válvula de Globo
- 3- Interruptor de Presión
- 4- Válvula Operada con Solenoide
- 5- Válvula de Flotador
- 6- Bomba Centrífuga
- 7- Cisterna
- 8- Pichancho
- 9- Válvula Check

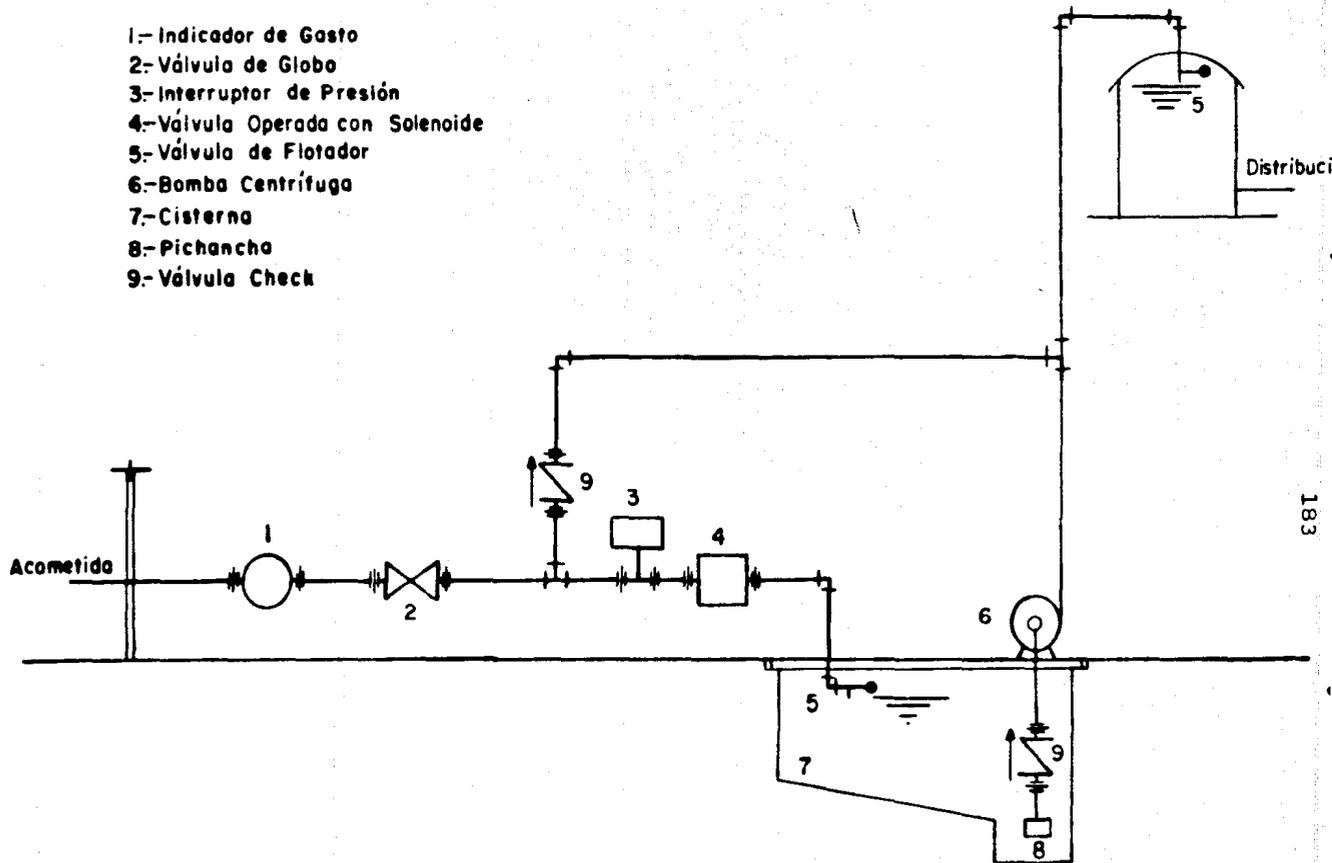


FIG. 4.2.1
Circuito casero para distribución de agua

posteriormente será distribuida a los lugares donde se requiera. Se sabe, también por experiencia, que la capacidad de los tinacos es de $1/4$ del consumo total diario; su material de construcción puede ser de PVC, asbesto o cemento.

4.5.3.4 Válvula de solenoide

Dispositivo diseñado para controlar el paso de fluidos tales como el aire, el aceite, el agua, los gases, etc. Es una combinación de dos unidades básicas: un solenoide (electroimán) con su macho (núcleo) y una válvula que contiene un orificio en el que se coloca un disco o tapón para restringir el flujo. La válvula se abre o cierra mediante el movimiento del macho que se proyecta dentro del solenoide cuando se energiza la bobina.

4.5.3.5 Interruptor de presión

Funciona a base de presiones abriendo o cerrando un circuito eléctrico. Se calibrará para que funcione cuando la presión de suministro sea la suficiente para impulsar el agua hasta el tinaco.

El sistema funciona de la siguiente manera: La bomba impulsa, de la cisterna al tinaco, toda el agua del consumo diario, produciendo un consumo de energía eléctrica. Si la presión de suministro es la suficiente para subir el agua hasta el tinaco, el interruptor de presión la detectará y cerrará el circuito eléctrico

(fig 4.2.2) haciendo funcionar al solenoide el cual impedirá el paso del fluido a la cisterna; el agua al no tener acceso a la cisterna y provista con presión suficiente, llegará al tinaco por una tubería anexa instalada para tal efecto.

Cuando no se disponga de la presión suficiente, la válvula de solenoide permanecerá abierta, el agua pasará a la cisterna, la impulsará la bomba y llegará al tinaco.

Como se puede observar en la fig 4.2.1, también existen válvulas de globo, válvulas check y válvulas de flotador o de nivel para cortar el suministro de agua y dar mantenimiento, no permitir el retroceso y la recirculación y para interrumpir el flujo de agua con la fuerza de sustentación del flotador respectivamente.

4.5.4 Análisis Económico

Consideremos para su aplicación una familia común de 5 miembros:

- Consumo de agua por persona y por día = 250 lt
- Consumo total de la casa habitación = 1,250 lt/día
- Altura del tinaco, incluyendo pérdidas por fricción = 8 m

N.A. = Nivel Alto
N.B. = Nivel Bajo

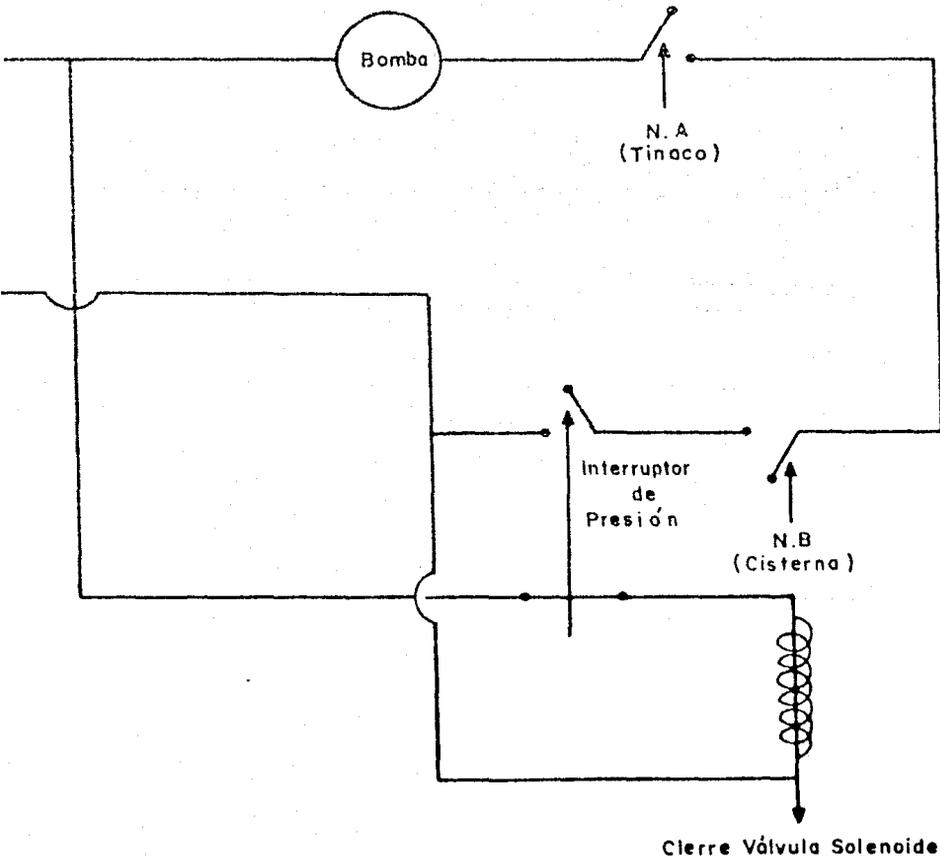


FIG. 4.2.2

Circuito eléctrico para el funcionamiento
de una bomba de tipo casero

Suponiendo que el 50% del día la presión de suministro es la suficiente para subir el agua hasta el tinaco, proporcionando así la mitad del consumo total diario. La otra mitad la impulsará la bomba.

La bomba de uso doméstico más común para una carga de 8 m, existente en el mercado es de 1/4 HP.

La potencia de una bomba está dada por la fórmula siguiente:

$$P = \gamma QH/\eta$$

donde:

- P = Potencia mecánica de la bomba = 1/4 HP
- γ = Peso específico del agua = 1,000 kg/m³
- Q = Gasto que proporciona la bomba = m³/s
- H = Carga total incluyendo pérdidas por fricción = 8 m
- η = Eficiencia de la bomba = 60%
- 1 Kw = 1.341 HP
- 1 HP = 76.04 kg-m/s
- 1/4 HP = 19.01 kg-m/s

De la ecuación anterior, despejando Q:

$$Q = P \eta / H \gamma$$

sustituyendo valores:

$$Q = (19 \text{ kg-m/s} \times 0.6) / (1,000 \text{ kg/m}^3 \times 8 \text{ m})$$

$$Q = 0.001425 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$Q = 1.425 \text{ lt/s}$$

Si tuviera la bomba que impulsar toda el agua del consumo diario de la casa habitación, el tiempo que requeriría sería de:

$$\frac{1,250 \text{ litros}}{1.425 \text{ lt/s}} = 877.192 \text{ segundos}$$

En virtud de que la bomba sólo bombea la mitad del consumo total diario, el tiempo de funcionamiento será:

$$\begin{aligned} 877.192/2 &= 438.5 \text{ segundos} \\ &= 7.3 \text{ min} \end{aligned}$$

Calculando la energía consumida durante este tiempo:

$$1/4 \text{ HP} = 0.18642 \text{ KW}$$

$$E = P \times t$$

$$E = 0.186 \text{ Kw} \times 0.121 \text{ hr}$$

$$E = 0.023 \text{ KWH consumo diario}$$

$$E = 0.68 \text{ KWH consumo mensual}$$

$$E = 8.17 \text{ KWH consumo anual}$$

Aplicando la tarifa de consumo de energía eléctrica para uso doméstico de \$ 0.825 (considerando que todos consumen más de 50 KWH), el ahorro sería:

$$8.1756 \text{ KWH} \times \$ 0.825 = \$ 6.74 \text{ anuales}$$

Como se observa, cuando se trata de una familia con 5 personas, la inversión resulta incosteable, sin embargo, si consideramos un edificio de dos plantas donde habiten un número mayor de familias, esta cantidad se incrementa.

Calculando ahora para un edificio de dos plantas con 5 casas habitación o familias:

- Número de familias = 5
- Número de personas = 25
- Consumo total de agua diario = 6,250 litros
- Potencia de la bomba = 1/4 HP
- Energía total consumida = 40.8 KWH/año
- Aplicando la misma tarifa:
- Costo total de la energía consumida anual = \$ 33.72

Para edificios de dos plantas con 20 casas habitación:

- Número de familias = 20
- Número de personas = 100
- Consumo total de agua diario = 25,000 litros
- Potencia de la bomba = 1/4 HP

-Energía total consumida = 163.5 KWH/año

-Aplicando la misma tarifa y la de \$ 1.485 se tendrá:

Costo total de la energía consumida = \$ 168.55/año

Costo aproximado de los dispositivos complementarios en total = \$ 1,735.00. Si se depreciara en 10 años, con un interés de capital de 15% anual:

El factor $(A/P i, n) = 0.199252$

Por tanto, el costo anual será:

Costo anual = $0.199252 \times \$ 1,735 = \$ 345.70$

Actualmente esta inversión sólo sería costeable si se aplica a un edificio de dos plantas donde habiten más de 150 personas.

4.5.5 Conclusiones

De todo lo anterior se puede concluir que no es conveniente la aplicación de esta solución en casas habitación con una sola familia compuesta de 5 personas. Su instalación comienza a ser costeable en edificios de dos plantas con más de 150 personas, es decir, con más de 30 familias compuestas de 5 personas cada una. Esta alternativa puede dejar mayores beneficios y en menos tiempo ya que se está tomando una depreciación en 10 años, en los cuales las tarifas eléctricas aumentarán considerablemente. También se debe tomar en cuenta que la vida útil del sistema es mayor de 10 años.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSION GENERAL

En este trabajo se han planteado y analizado, en forma superficial, algunas alternativas para lograr los objetivos trazados inicialmente.

En base al análisis efectuado se han obtenido algunas conclusiones particulares, que se han consignado al final de cada planteamiento.

Entre las alternativas planteadas se han encontrado algunas que requieren un estudio más profundo para determinar en forma más precisa, los beneficios que se obtendrían.

5.2 CONCLUSIONES REFERENTES AL USO DEL AGUA

Se vió en lo aquí analizado que, tanto en la industria como en lo doméstico, se puede reducir en forma considerable la demanda de agua potable.

Dicha reducción de la demanda de agua se lograría al asignársele un uso más racional, tanto en el uso doméstico como en el industrial. En numerosos procesos industriales es posible disminuir la demanda de agua potable al implantar la recirculación interna. En el aspecto doméstico, la reducción en el consumo se lograría evitando fugas y desperdicios.

5.3 CONCLUSIONES REFERENTES AL CONSUMO DE ENERGIA

En los análisis referentes al cambio de lámparas de vapor de mercurio por lámparas de vapor de sodio y de encendido alternado para la iluminación en calles y avenidas, se analizó un tramo de avenida de 10 km. Bajo ciertas suposiciones y haciendo extensivos los resultados obtenidos, se llega a lo siguiente:

Area urbanizada (en la AMCM), 600 km² aproximadamente. Si se tiene en cuenta que en un km² existen aproximadamente 20 km de calles, resulta que la longitud total de calles en la AMCM es del orden de 12,000 km.

Combinando los resultados obtenidos en ambos planteamientos (cambio de lámparas y encendido alternado) se puede llegar a obtener ahorros de hasta unos 500 millones de pesos anuales.

Para el caso de la alternativa del transporte colectivo de personas, se pueden hacer las siguientes conclusiones:

Considerando que en el AMCM se efectúan diariamente del orden de 20 millones de viajes-pasajero y que cada viaje pasajero comprende en promedio 5 km/viaje; se tienen 100 millones km-pasajero. En un año (considerando únicamente 250 días hábiles/año) se tendrán 2.5×10^{10} km-pasajero.

Haciendo extensivo el resultado obtenido en el análisis, se tiene que, por concepto de transportación de personas, se requiere un consumo de energía equivalente a 2,500 GWh si se efectúa por medio de autobuses; en cambio, si se contara con una red amplia del sistema de transporte colectivo (Metro), este consumo se reduciría a un 47%, es decir, se tendría un ahorro de energía equivalente a unos 1,300 GWh/año.

Por otra parte, se sabe que dicho sistema cuenta actualmente con unos 40 km de recorrido, en los cuales se efectúa un promedio de 20 millones km-pasajero/día (3 millones pasajero/día y 7 km/pasajero) o sea, unos 5×10^9 km-pasajero/año; por tanto, con una red de 5 veces la longitud actual (o sea unos 200 km) distribuida adecuadamente, se satisfecerían los requerimientos de transportación. Por consiguiente, se ve que al menos en el aspecto energético, esta alternativa ofrece grandes ventajas.

Otra conclusión importante del trabajo, es la relativa al planteamiento del aprovechamiento de energía solar y de la energía eólica; la primera por ser la fuente principal de energía para el planeta y por tener un campo de investigación casi virgen, en el cual, se requiere recalcar la importancia de la investigación tendiente a crear una tecnología para su utilización. En lo referente a la energía eólica, ésta puede aprovecharse en microsistemas eléctricos, en poblaciones aisladas geográficamente y por consiguiente, carentes de infraestructura, para así lograr el desarrollo integral del país.

5.4 RECOMENDACIONES

Finalmente y a manera de recomendación, se establece que el cobro de los servicios de agua y de energía eléctrica, deberá ser en base a los costos de "producción"; por lo cual es urgente un estudio tendiente a establecer una política tarifaria basada en estudios técnicos y no únicamente en consideraciones político-sociales.

Póngase por ejemplo el caso de las industrias para las cuales el agua es un insumo importante (refrescos, hielo, baños, etc), en tales casos el agua debiera adquirir un valor puramente comercial y ser cobrado como tal (en función de su costo).

Por otra parte, se recomienda un estudio más a fondo de costos para evitar fugas y desperdicios, lo cual se cree resulte más económico que la importación de agua (al menos evitar fugas en forma parcial).

También se cree es recomendable hacer estudios más profundos sobre algunos de los temas aquí tratados o de otros que persigan el mismo fin, el de optimizar el uso de los recursos existentes (agua, energía, recursos económicos, etc).

BIBLIOGRAFIA

1. Estudio sobre Consumos y Demandas de Agua en el Area Metropolitana de la Ciudad de México.

SARH, Comisión de Aguas del Valle de México. México, 1974.

2. Análisis de la Demanda de Agua para Uso Industrial.

Revista editada por la CAVM, 1977

3. Sistema Central; Plantas de Acumulación.

Comisión Federal de Electricidad, México, 1970.

4. Boletín Interno N° 2

Comisión de Aguas del Valle de México Mayo, 1977.

5. Información Básica.

Comisión Federal de Electricidad, México. 1976 y 1977.

6. Las Máquinas Hidráulicas de Centrales de Acumulación por Bombeo y su Estado Actual de Desarrollo.

Voith Forschung und Konstruktion fascículo 15, artículo 2, Mayo, 1967.

7. Boletín IIE, Vol. 2, Núm. 6

Instituto de Investigaciones Eléctricas México, Junio 1978.

8. Técnicas Francesas, Mecánica, Hidráulica, Ingeniería.

Núm. 1, 1978.

9. Revista "Mecánica Popular".

Diciembre, 1975.

10. Enciclopedia Temática C.I.E.S.A.

Compañía Internacional Editora, S.A.
Vol. 8.

11. Technology and Applications.

J. Richard Williams
Ann Arbor Science, 1977.

12. Instalaciones Eléctricas Siemens

Tomo I

13. Información General de la Dirección de Servicio de
Transporte Colectivo Metro.