

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

019

SEMINARIO SOBRE LOS RECURSOS ENERGETICOS DE CHILE

Santiago de Chile, 16-19 abril 1974

"POLITICA DE TARIFAS ELECTRICAS"

Ing. Mario Aguilar C.

Oficina de Planificación, ENDESA



Santiago de Chile, 1974

## I N D I C E

<u>RESUMEN</u>	<u>Página</u>
1. INTRODUCCION	4
2. ENERGIA ELECTRICA Y OTRAS FUENTES DE ENERGIA	5
3. UTILIZACION DE LAS INSTALACIONES	7
4. FINANCIAMIENTO DE LAS INVERSIONES	9
4.1. Introducción	9
4.2. Situación actual de financiamiento	10
4.2.1. Recursos Internos	11
4.2.2. Préstamos y Créditos Externos	13
4.2.3. Aportes Estatales	14
4.3. Proyecciones financieras para el período 1974-1983	15
5. CONCLUSIONES	16
Cuadro 2.1. Comparación del costo social de $10^6$ K Cal de <u>C</u> alefacción Doméstica.	
Cuadro 2.2. Costo de combustible en generación de 1 KWh	
Cuadro 3.1. Precios medios relativos en función de los factores de carga y potencia	
Cuadro 3.2. Costos e ingresos	
Cuadro 4.1. Precio medio de venta de la energía eléctrica - por la ENDESA.	
Cuadro 4.2. Estadística financiera período 1962-1972	
Cuadro 4.3. Proyecciones de la estructura financiera período 1974-1983.	

## RESUMEN

Una política de tarifas eléctricas debe formularse teniendo presente dos objetivos fundamentales:

- reflejar adecuadamente los costos de producción.
- contribuir al autofinanciamiento de las inversiones

El cumplimiento de los objetivos anteriores permite orientar al usuario a una elección económicamente sana, ya sea en lo referente al tipo de energía que empleará, como en lo concerniente al mejor uso de las instalaciones, que se requieren para darle servicio.

Un sistema tarifario basado en los costos medios no permite reflejar adecuadamente los costos de producción y se requiere estructurar convenientemente las tarifas para que ello sea posible.

En lo referente al autofinanciamiento de las inversiones, los sistemas basados en la rentabilidad como indicador, presentan inconvenientes derivados fundamentalmente de la dificultad de reavaluar y reajustar los capitales y del crecimiento discontinuo de ellos. Parecería más -

conveniente basar la política de autofinanciamiento en la generación interna de recursos.

En el caso de la ENDESA es aplicable la Ley Eléctrica (DFL 4) en lo referente a la determinación de los ingresos de explotación y capitales rentables. Si bien la Ley establece un tope de 10% en la rentabilidad, dicho valor no se ha alcanzado. Aún más, no ha sido posible reavaluar y reajustar los capitales de modo que la rentabilidad determinada conforme a la Ley sea la efectiva.

El financiamiento de las inversiones de la ENDESA se ha estructurado básicamente mediante Recursos Internos, Préstamos y Créditos Externos y Aportes Estatales vía CORFO. No se han formulado hasta ahora metas tendientes a fijar la importancia relativa de cada una de las fuentes de recursos mencionados. Un estudio hecho para el período 1974-1983 indica que en caso de aplicarse adecuadamente la Ley Eléctrica, sería posible autofinanciar cerca de un 50% de la expansión; en este caso, los créditos externos ascenderían a un 14% y los aportes estatales a 36%.

Una disminución de la participación estatal podría eventualmente conseguirse recurriendo al mercado interno de capitales.

## 1. INTRODUCCION

La formulación de una política tarifaria para el servicio eléctrico debe considerar objetivos que son aparentemente contradictorios. En efecto, por una parte los precios deben ser lo suficientemente bajos para permitir el desarrollo de los consumos y, por otra parte, ellos deben ser lo suficientemente altos para permitir cubrir los gastos de la explotación y contribuir al autofinanciamiento de las inversiones. La tarificación debe también evitar el despilfarrero y la mala utilización de la energía eléctrica.

La contradicción anterior desaparece y pueden cumplirse todos los objetivos si se acepta que el precio del servicio debe reflejar los costos reales de producción. La venta al costo medio de producción no permite en todos los casos conseguir los objetivos y se hace necesario recurrir a una estructuración de las tarifas para poder resolver adecuadamente el problema.

Solo un sistema de precios que cumpla con estas condiciones permitirá orientar al usuario hacia decisiones que aseguren la mejor utilización de la energía eléctrica.

Si se verifica simultaneamente que los precios de las otras formas de energía se han establecido sobre las mismas bases, la decisión de los consumidores de inclinarse por la solución más barata para un mismo servicio, conducirá al máximo beneficio de la colectividad.

## 2. ENERGIA ELECTRICA Y OTRAS FUENTES DE ENERGIA

Si el Sistema tarifario no permite reflejar adecuadamente los costos de producción, es posible que la energía eléctrica resulte subvaluada con respecto a otras formas de energía. Esta situación estaría guiando al usuario a un mal aprovechamiento de los recursos disponibles. Así por ejemplo, un estudio a costos reales, podría recomendar a un usuario la utilización de una caldera a carbón para producir vapor. Sin embargo, un sistema de precios distorsionados podría inducirlo a utilizar una caldera eléctrica. Al respecto resulta interesante comparar el costo de  $10^6$  Kcal para calefacción doméstica (1).

---

(1) Participación del Sector Eléctrico en el programa energético general. Renato E. Salazar. 1971.

Dicha comparación aparece en el cuadro 2.1. se observa que el servicio suministrado con energía eléctrica tiene un costo 4 a 6 veces superior.

Debe tenerse presente que la producción de energía eléctrica requiere de cuantiosas inversiones e implica consumir cantidades importantes de recursos no renovables.

En el caso de Chile las inversiones en el sector eléctrico alcanzan aproximadamente a un 6 a 8% de la inversión nacional y a modo de ejemplo puede citarse que en 1972 el abastecimiento eléctrico del país requirió un consumo de 700.000 ton de petróleo combustible, 116.000 ton de petróleo diesel y 360.000 ton de carbón.

Al respecto, cabe mencionar que el país debe importar más de un 70% de los requerimientos de petróleo y alrededor de un 15% de los requerimientos de carbón.

La mejor utilización de las distintas fuentes de energía solo puede conseguirse si el precio que resulta para el usuario a igualdad de servicio permite reflejar los costos reales de producción. La observación de las cifras del Cuadro Nº2.2 permite establecer que ello no **siempre** ha sido posible y que dada la actual tendencia en los precios de los combustibles, un uso inadecuado de la energía eléctrica podría significar al país cuantiosos desembolsos.

Al respecto, parece indispensable contar con un sistema que permita reflejar con gran agilidad en los niveles tarifarios las variaciones de los componentes de costo. Solo así podrá mantenerse los precios relativos de la energía eléctrica con respecto a otras fuentes de energía y evitar su mala utilización.

### 3. UTILIZACION DE LAS INSTALACIONES

Las elevadas inversiones que deben realizarse para asegurar un abastecimiento adecuado de energía eléctrica - hacen recomendable optimizar la utilización de las instalaciones. Una tarificación al costo medio de producción no permite tomar en cuenta la incidencia que el tipo o grado de utilización de las instalaciones tienen sobre los costos de producción. Debe recurrirse para ello a una estructura tarifaria en que el precio resultante para el usuario refleje lo más fielmente posible el costo del servicio.

En el caso de la ENDESA, la estructura tarifaria se ha diseñado considerando los factores antes mencionados, de los cuales los más importantes se refieren a:

- Ubicación geográfica del consumidor
- Epoca del año en que se produce el consumo
- Hora del día en que se consume
- Factor de potencia del consumo
- etc.

La estructura de tarifas vigentes pretende mejorar la curva de consumo orientando al usuario principalmente a:

- Disminuir sus consumos en horas de demanda máxima
- promover consumos fuera de las horas de demanda máxima
- disminuir consumo de energía reactiva.

Para conseguir lo anterior se establece en las tarifas cargos o rebajas que reflejan los mayores o menores costos de producción. Adicionalmente, con el fin de conseguir aún mejores resultados se ha llegado a establecer contratos especiales con algunos clientes importantes basándose fundamentalmente en desplazar los consumos en horas de demanda máxima a períodos de baja demanda, con lo cual el consumidor obtiene un precio más bajo de la energía y favorece a la empresa no exigiéndole una demanda excesiva en horas críticas.

A modo de ejemplo, se incluye en el Cuadro Nº 3.1 la relación del precio del KWh para diferentes factores de potencia y factores de carga.

En el Cuadro 3.2 se indica la relación entre el costo de capital y los ingresos por cargo de demanda máxima. Puede observarse que en 1973 ya no se consigue el equilibrio requerido. Lo mismo ocurre con la relación entre los - costos de producción y las entradas por venta de energía.

Por lo tanto, si bien, la estructura tarifaria es conceptualmente adecuada, los valores considerados para los diferentes cargos están actualmente subvaluados y no permiten reflejar los costos reales de producción.

#### 4. FINANCIAMIENTO DE LAS INVERSIONES

##### 4.1. Introducción

El Sector Eléctrico tiene que aumentar permanantemente sus instalaciones para poder abastecer las - crecientes demandas eléctricas. En el caso chileno, la tasa de crecimiento de las demandas en la zona del Sistema Interconectando ha sido de aproximadamente 7% anual como promedio en los últimos 30 años. De mantenerse esta tasa, será necesario duplicar la capacidad de las - instalaciones cada 10 años. En los Sistemas aislados, - las tasas de crecimiento pueden alcanzar valores más e-

levados.

Las obras que deben realizarse implican inversiones cuantiosas. En el caso de la ENDESA, los planes para el período 1974-1983 exigirán una inversión total de 1.700 millones de dólares, de los cuales 467 millones de dólares corresponden a inversión en moneda extranjera. La gran magnitud de las cifras indicadas exige la formulación de políticas adecuadas para asegurar el financiamiento de las inversiones.

Hasta el momento actual ellas se han financiado mediante recursos internos de la empresa, créditos y préstamos externos y aportes estatales. No obstante lo anterior, en la política actual de financiamiento no se han establecido metas en cuanto a la importancia relativa de las fuentes de financiamiento mencionadas.

#### 4.2. Situación actual de financiamiento

Actualmente las tres fuentes más importantes de financiamiento son los Recursos Internos generados por la Empresa, los Préstamos y Créditos Externos y los Aportes Estatales.

#### 4.2.1. Recursos Internos

Los Recursos Internos provienen básicamente de la entrada neta de operación del fondo de depreciación y de las provisiones netas. Los montos de sus componentes están de una u otra forma regidos por la Ley Eléctrica (DFL 4). En efecto, dicha ley establece la forma en que se fijan, reajustan y reavalúan los capitales rentables, pone topes a los componentes de los gastos de explotación y a la rentabilidad máxima de la Empresa.

El mecanismo contemplado en la ley citada permite a la Empresa solicitar aumentos de tarifas únicamente cuando su rentabilidad es inferior al tope de 10%. En la práctica, este mecanismo no ha funcionado y la Empresa ha debido operar siempre con rentabilidades inferiores al 10%. Esta situación reviste gravedad ya que las rentabilidades normalmente no reflejan valores reales.

En efecto, si el capital no se reajusta con índices adecuados o si no se reavalúa periódicamente, puede conducir a rentabilidades muy superiores a las

reales. Lo mismo ocurrirá si los procedimientos para la incorporación de los nuevos capitales no son suficientemente ágiles.

Conviene aclarar que la rentabilidad como criterio para fijar tarifas, permite captar los fondos asociados a una inversión solo después que ella se ya realizado. El incremento de capital rentable y la consiguiente disminución de la rentabilidad solo pueden hacerse efectivos cuando la inversión está terminada.

En el cuadro Nº4.1 se muestran los valores de las tarifas medias en el Sistema Interconectado y en las Empresas de Distribución, desde 1962 hasta 1973. En el cuadro Nº 4.2 se muestra los Recursos Internos, la Inversión Total y el Autofinanciamiento Bruto y la Rentabilidad para el mismo período.

Puede observarse que la rentabilidad ha presentado grandes variaciones. Cabe aclarar que la rentabilidad de 8.4%, la más alta del período, se determinó con un capital rentable subvaluado en 40% aproximadamente.

Por los inconvenientes mencionados la rentabilidad no parece ser un indicador adecuado para basar una política de financiamiento de las inversiones de la ENDESA.

Considerando que los recursos de capital se necesitan durante el período de inversión, resultaría más conveniente un sistema que permita captar los fondos durante ese período. De este modo una política de tarifas basada en los recursos internos y que fije metas de autofinanciamiento, aparece como la alternativa más razonable.

#### 4.2.2. Préstamos y Créditos Externos.

Los requerimientos de moneda extranjera para inversión de la ENDESA representa entre un 20% y un 30% de la inversión total. A estos montos debe agregarse el servicio de la deuda externa.

Hasta ahora, la ENDESA ha hecho uso de Préstamos de Organismos Internacionales y de Gobierno y de Créditos de Proveedores para financiar la parte en moneda extranjera de sus inversiones. Las facilidades para conseguir este tipo de financiamiento aparente-

mente continuarán en vigencia, aunque algunos organismos internacionales ya han planteado la posibilidad de una restricción en los créditos al sector eléctrico en beneficio de otros sectores de la economía.

Parece razonable aprovechar esta fuente de financiamiento mientras las condiciones sean favorables.

El servicio de la deuda correspondiente a estas operaciones es pagado en su mayor parte por el Estado (CORFO) mediante aportes capitalizables.

#### 4.2.3. Aportes Estatales.

Dada la actual estructura del financiamiento de la ENDESA, es el Estado quien debe aportar las sumas necesarias para completar los requerimientos de recursos derivados de los planes de inversiones.

Los montos de los aportes estatales ha llegado a alcanzar valores de importancia, que significan una pesada carga para el erario nacional. Esta situación se ha debido a la insuficiencia de los recursos internos como consecuencia de la falta de una política al respecto.

Una vez establecida la política relativa a la generación interna de recursos en la Empresa, así como

las metas por alcanzar, quedan también definidos los límites de los aportes estatales. Una eventual disminución de estos aportes podría conseguirse en la medida en que la Empresa pudiera captar recursos en el mercado interno de capitales.

#### 4.3. Proyecciones financieras para el período 1974-1983

Resulta interesante establecer los requerimientos de financiamiento para el período 1974-1983, sobre la base de las políticas vigentes. Con este fin la ENDESA ha realizado estudios en que se ha simulado el comportamiento de la Empresa en dicho período. Para ello se ha supuesto que se alcanzaría la rentabilidad de 10% en 1980 y que se llevan a cabo todos los planes de desarrollo propuestos.

Los resultados del estudio se indican en el cuadro Nº 4.3. Se observa que una política de recuperación del nivel de rentabilidad conduce a una situación de financiamiento en que los aportes estatales representarían el 36% del uso total de fondos por año; los recursos internos alcanzarían a 50% y los préstamos externos alrededor del 14%. Debe tenerse presente que el estu

dio se realizó sin considerar el efecto inflacionario y, por lo tanto, implica que los **capitales** no se deterioran (reavalúo constante).

Es interesante notar en el mismo cuadro, que la recuperación de la rentabilidad supone elevar el nivel ta rifario de Enero de 1974 en 150 a 160%.

## 5. CONCLUSIONES

Una política tarifaria debe contener fundamentalmente objetivos tendientes a establecer precios del servi cio eléctrico que permitan:

- Reflejar adecuadamente los costos de producción
- contribuir al autofinanciamiento de las inversiones

Los sistemas tarifarios en vigencia cuentan con una estructura que permitiría reflejar adecuadamente los cos tos de producción. Sin embargo, ello no siempre ha sido posible,

En materia de financiamiento de las inver siones, no ha existido una política tendiente a orientar hacia metas bien definidas la estructura financiera de la ENDESA. Como consecuencia de ello, el Estado ha debido en algunas oportuni-

des aportar grandes capitales sin que ello haya podido preverse con la debida anticipación. Mediante la aplicación rigurosa de la actual Ley Eléctrica, suponiendo que no hay deterioro de los capitales y que las tarifas se reajustan convenientemente, sería posible alcanzar una situación en que el financiamiento de los requerimientos totales de la ENDESA para **expansión** proveniría en 50% de Recursos Internos de la ENDESA, 14% de Préstamos Externos y 36% de Aportes Estatales. Si se pretende reducir la participación estatal en el financiamiento de las inversiones - a montos inferiores al 35%, sería necesario permitir a la ENDESA alcanzar rentabilidades superiores al 10% y eventualmente recurrir al mercado interno de capitales.

CUADRO 2.1

Comparación del costo social de 10<sup>6</sup>K Cal de Calefacción Doméstica

(Cifras en US\$)

	Combustión	Energía Eléctrica	
		Termoeléctrica	Hidroeléctrica
Inversión del usuario	3.7	3.1	3.1
Combustible directo	<u>19.8</u>	-	-
Total	23.5	3.1	3.1
Costo Energía Eléctrica			
- Gastos fijos	-	101.0	74.5
- Gastos variables			
- Combustibles	-	30.7	-
- Pérdidas distrib. y trans.	-	1.9	4.5
Total costo medio	-	133.6	79.0
Total costo marginal mínimo	-	32.6	-
Costo total (medio)	23.5	136.7	82.1
Costo Total (marginal)	23.5	35.7	-

CUADRO 2.2

COSTO DE COMBUSTIBLE EN GENERACION DEL 1 KWh

Costo medio de producción de 1 KWh en el Sistema Interco  
nectado

(valores en moneda de cada año)

	COMBUSTIBLES		ENERGIA ELECTRICA	
	Carbón Corriente \$/KWh	Diesel \$/KWh	Costo medio Producción $\bar{x}$ \$/KWh	Precio medio de venta \$/KWh
1970	105	183	233	222
1971	133	183	289	237
1972	150	224	306	274
1973	783	2.186	1.256	526

$\bar{x}$  Incluyendo un 10% de rentabilidad

CUADRO 3.1

PRECIOS MEDIOS RELATIVOS EN FUNCION DE LOS  
FACTORES DE CARGA Y POTENCIA

(Sistema Interconectado - 4a. Región)

Factor de Carga %	Factor de Potencia %		
	100	80	60
30	186	196	219
60	122	133	156
90	100	110	134
100	96	105	129

CUADRO 3.2

COSTOS E INGRESOS

(En millones de E<sup>o</sup> de cada año)

	Costo de Capital (1)	Entra- das por demanda	Otros Cos tos de Ex plotación	Entradas por Energía	Costo de Ca- pital (10% Rentab.)
1971	162	323	344	456	617
1972	205	405	490	697	742
1973	915	512	1.940	758	3.412

(1) Incluye Depreciación y Mantenciones diferidas en base a ca-  
pitales aprobados por SEGTEL.

CUADRO 4.1

PRECIO MEDIO DE VENTA DE LA ENERGIA ELECTRICA POR LA ENDESA (1)

(Valores en P<sup>o</sup>/ KWh)

AÑO	Sistema Interconectado	Empresas de Distribución	Valor medio
1960	2.852	9.526	3.360
1961	3.182	9.423	3.680
1962	2.923	8.257	3.370
1963	2.721	7.407	3.136
1964	2.968	8.144	3.416
1965	3.750	8.333	4.148
1966	3.692	8.370	4.127
1967	3.917	9.810	4.504
1968	4.585	9.765	5.245
1969	4.990	10.365	5.618
1970	5.477	11.662	6.187
1971	4.883	9.981	5.459
1972	3.173	6.417	3.520
1973	1.355	3.576	1.604

(1) Valores expresados en moneda de Enero de 1974.

CUADRO 4.2

ESTADÍSTICA FINANCIERA PERIODO 1962-1972

AÑO	Recursos Internos	Inversión Total	Autofinanciamiento		Rentabili-
	(1) Millones de E <sup>o</sup>	(1) Millones de E <sup>o</sup>	(2) Bruto	(%)	dad (3) %
1962	219	569	38		2,3
1963	233	597	39		3,1
1964	284	672	42		4,7
1965	409	850	48		6,9
1966	403	1.164	35		7,0
1967	489	1.071	46		4,1
1968	453	1.080	42		6,7
1969	587	1.095	54		6,7
1970	756	1.673	45		8,4
1971	723	1.582	46		5,5
1972	325	977	33		5,9

(1) Cifras expresadas en moneda de Junio de 1972

(2) Recursos Internos antes de servir las deudas, dividido por la inversión neta total.

(3) Conforme a la Ley Eléctrica

CUADRO 4.3

PROYECCIONES DE LA ESTRUCTURA FINANCIERA PERIODO 1974-1983 (1)

AÑO	Total uso de Recursos %	Aportes Estatales %	Prestamos Externos %	Recursos Internos %	Otros Aportes %	Nivel Tarifario %	Rentabilidad media %
1974	100	63,1	22,9	13,5	0,5	100	- 0,2
1975	100	60,2	23,9	15,4	0,5	116,7	1,0
1976	100	57,0	14,0	28,4	0,6	135,7	2,7
1977	100	53,5	19,0	26,9	0,6	158,6	3,0
1978	100	42,6	20,6	36,3	0,6	186,4	5,3
1979	100	29,6	16,1	53,8	0,6	220,1	8,8
1980	100	35,3	13,8	50,5	0,4	261,3	10,0
1981	100	38,6	16,6	44,4	0,4	249,8	10,0
1982	100	35,7	14,1	49,8	0,4	257,7	10,0
1983	100	36,2	13,5	49,9	0,4	253,4	10,0

(1) Para precios, tarifas y tasas de cambio vigentes en Enero de 1974

Colaboraron en la realización del presente trabajo los ingenieros señores:

Philippe Beaujanot - Depto. Comercial - ENDESA

David Kiguel - Of. Planificación - ENDESA

Ricardo Klöckner - Of. Planificación - ENDESA