

Tipo de documento: Tesis de maestría

Programa de Posgrado en Economía y Políticas Públicas

Instituto Torcuato Di Tella

Banco Interamericano de Desarrollo

Maestría en Economía

**La eficiencia técnica en el sector de
distribución de energía eléctrica en
Colombia y Argentina, un análisis de la
privatización, reforma regulatoria, y sus
efectos sobre la eficiencia.
(Anexos)**

Autoría: *Jiménez Delgado, Adriana María*

Año de defensa de la tesis: 2000

¿Cómo citar este trabajo?

Jiménez Delgado, A. (2000) "La eficiencia técnica en el sector de distribución de energía eléctrica en Colombia y Argentina, un análisis de la privatización, reforma regulatoria, y sus efectos sobre la eficiencia.". [Tesis de maestría. Instituto Torcuato Di Tella]. Repositorio Digital Universidad Torcuato Di Tella
<https://repositorio.utdt.edu/handle/20.500.13098/12083>

El presente documento se encuentra alojado en el Repositorio Digital de la Universidad Torcuato Di Tella bajo una licencia Creative Commons Atribución-No Comercial-Compartir Igual 2.5 Argentina (CC BY-NC-SA 2.5 AR)
Dirección: <https://repositorio.utdt.edu>

ANEXOS

ANEXO N° 1.

Valoración y Resultado de la Venta Codensa

PROCESO	Precio Base (capital + deuda) US\$	Precio pagado US\$	Prima sobre precio base %
EPSA	311,898,793	535,000,000	71.53%
CODENSA	290,000,000	1,226,311,385	322.9%

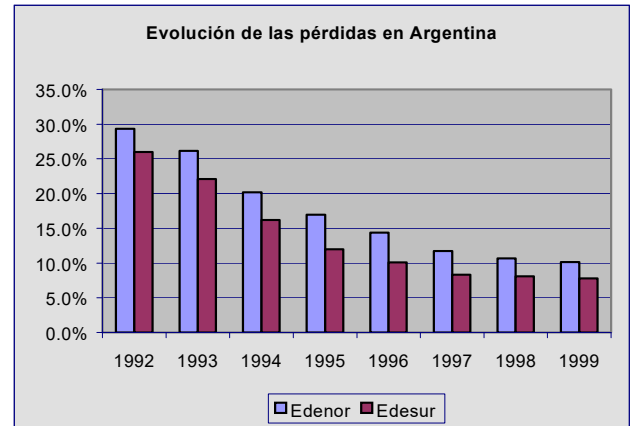
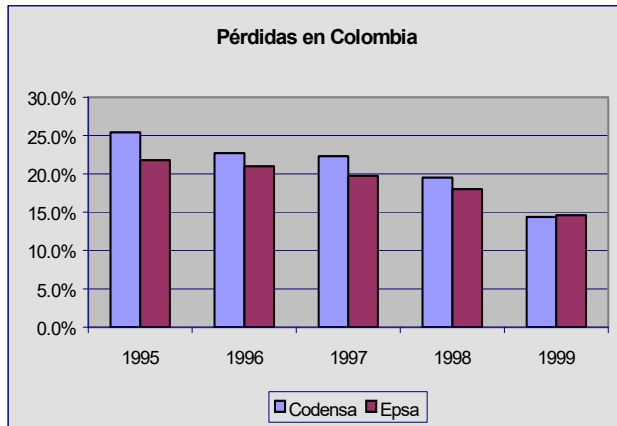
FUENTE: Caballero Rafael, 1999. Documento FEN

EMPRESA, MILL	Porcentaje vendido	E	D	TOTAL US\$
Edenor	(51%)	427.9	95	522.9
Edesur	(51%)	511	135	646.0
1995				
Edesur	(39% adicional)	390.0		390.0
Edenor	(19.5% adicional)	164.0		164.0

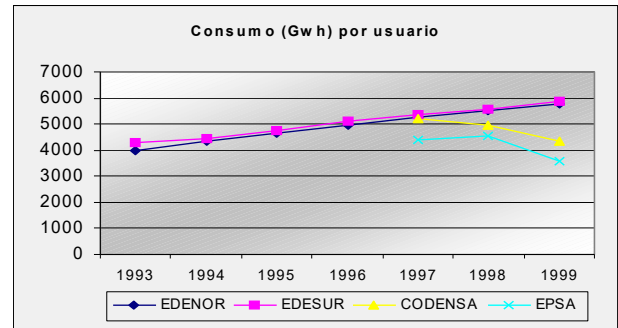
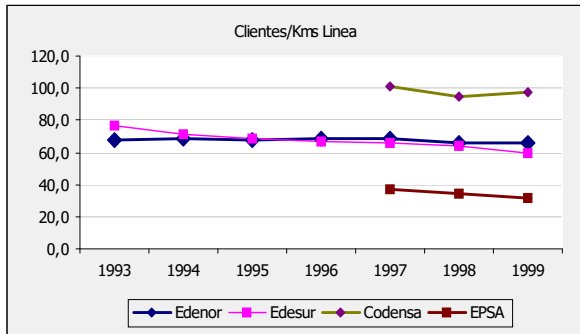
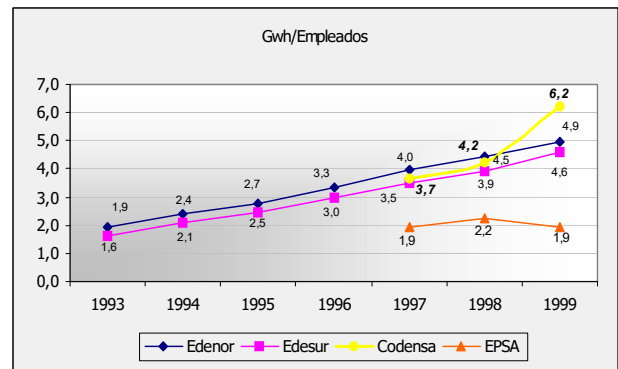
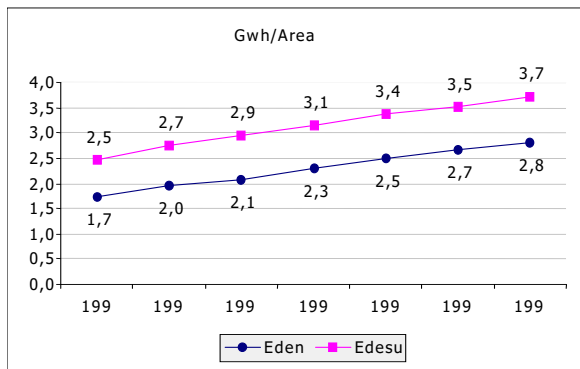
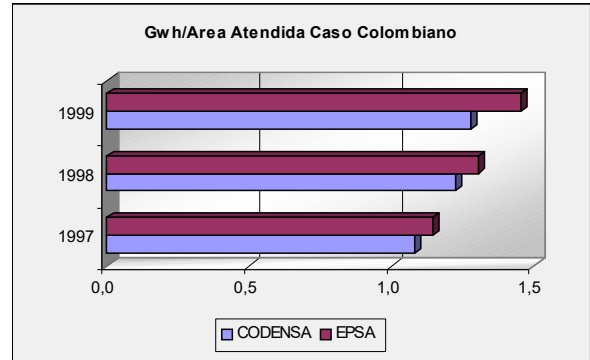
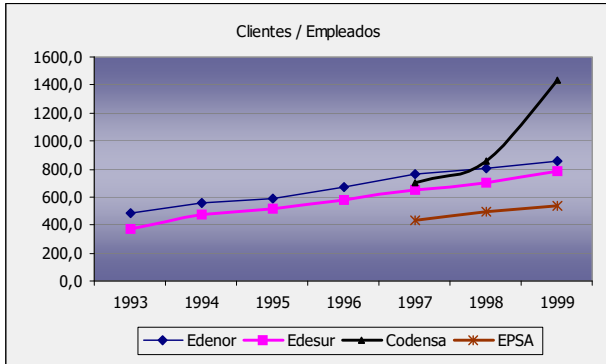
E : Efectivo y Bonos; D: Deuda y otros

Fuente: CEPAL, Regulación e Inversiones en el Sector Eléctrico Argentino, 1998.

ANEXO N° 2.



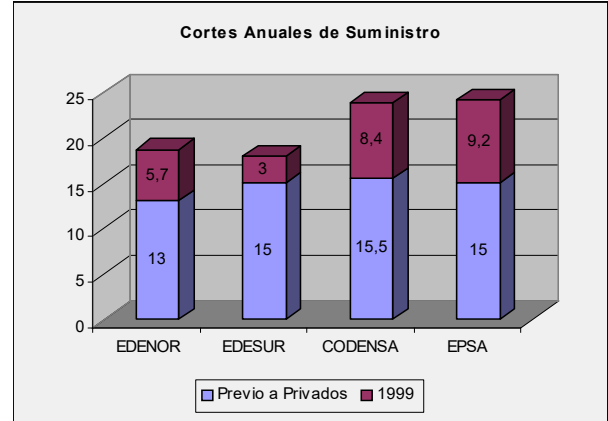
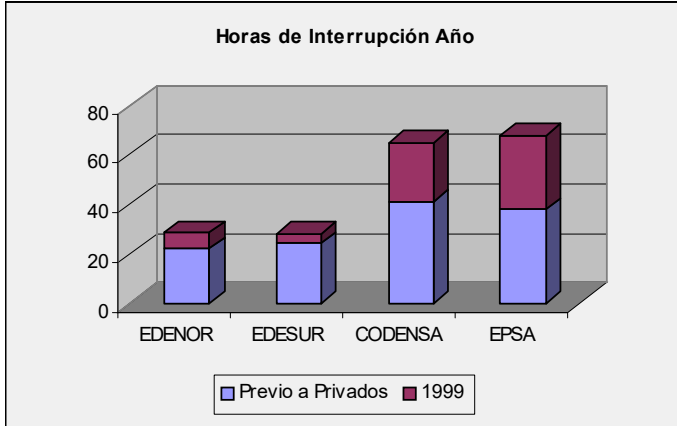
ANEXO NO.3



Fuente: Memorias Edenor, Edesur, Codensa y Epsa

ANEXO No. 4

Fuente: Memorias Edenor, Edesur, Codensa y Epsa



ANEXO No. 5

- Fórmula tarifaria para usuario final Argentina

Tarifa Residencial (Consumos bimestrales de hasta 300 kwh)

Costo Fijo - CFR1- = $Ppot * KRPB * KMPR1 + CDFR1$

Costo Variable -CVR1- = $(Pep * Yp + Per * Yr + Pev * Yv) * KREB * KMER1 + CDV1$

Ppot: precio de la potencia adquirido por la distribuidora en el Mercado Mayorista (MEM)

KRBP: factor de reducción del precio mayorista de la potencia en baja tensión.

KMPR1: coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en los usuarios.

CDFR1: costo propio de distribución asignable al cargo fijo.

Pep: precio de la energía adquirido en el MEM en horas pico.

Yp: participación del consumo de los usuarios R1 en horas pico respecto del total

Per: precio de la energía adquirido en el MEM en horas restantes

Yr: participación del consumo de los usuarios R1 en horas restantes respecto del total

Pev: precio de la energía adquirido en el MEM en horas valle

Yv: participación del consumo de los usuarios R1 en horas valle respecto del total

KREB: factor de reducción del precio mayorista de la energía en baja tensión

KMER1: coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la energía en los usuarios

CDV1: costo propio de distribución asignable al cargo variable.

- Fórmula tarifaria para usuario final Colombia

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + T_{m,t,z}}{(1 - PR_{n,t})} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t}$$

- n*: Nivel de tensión.
m: El mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.
t: Años transcurridos desde el inicio de la aplicación de la fórmula (*t*= 0, 1, 2, 3, 4)
z: Zona eléctrica a la cual pertenece el comercializador, para los cargos por uso del STN.
CU_{n,m,t}: Costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión *n*, correspondiente al mes *m* del año *t*.
G_{m,t}: Costos de compra de energía (\$/kWh)
T_{m,t,z}: Costo promedio por uso del STN (\$/kWh) del mes *m* del año *t* en la zona *z*.
D_{n,m}: Costo de distribución (\$/kWh) del nivel de tensión *n* para el mes *m*.
O_{m,t}: Costos adicionales del mercado mayorista (\$/kWh), del mes *m* del año *t*
PR_{n,t}: Pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión *n*, reconocidas para el año *t*
C_{m,t}: Costo de comercialización (\$/kWh) correspondiente al mes *m* del año *t*

ANEXO No.6

Q(2) Modelling LGwhC by OLS (using Argentina Transf2.in7)
 The present sample is: 1964 to 1999

Variable	Coefficient	Std.Error	t-value	t-prob	PartR ²
Constant	0.18982	0.066447	2.857	0.0078	0.2196
LGwhC_1	0.37944	0.13225	2.869	0.0076	0.2211
LEmpC	-0.14904	0.062392	-2.389	0.0236	0.1644
LKmsC	0.26331	0.093064	2.829	0.0084	0.2163
LPotC	0.19494	0.056357	3.459	0.0017	0.2921
Dumpriv	0.0058018	0.0013715	4.230	0.0002	0.3816
Dum89	-0.0061057	0.0019404	-3.147	0.0038	0.2545

$R^2 = 0.984326$ $F(6,29) = 846.94$ $[0.0000]$ $\sigma = 0.00181782$ $DW = 1.77$
 $RSS = 9.582974719e-005$ for 7 variables and 36 observations
 AR 1- 2 $F(2, 27) = 0.50482$ $[0.6092]$
 ARCH 1 $F(1, 27) = 0.26678$ $[0.6097]$
 Normality $\chi^2(2) = 0.61908$ $[0.7338]$
 χ^2 $F(10, 18) = 0.72319$ $[0.6939]$
 RESET $F(1, 28) = 0.010892$ $[0.9176]$

ANEXO No. 7

	Evolución 1997 - 1999			
	Empleo	Lineas	MVA	Pérdidas
EDENOR	-9%	2%	25%	-13%
EDESUR	-17%	17%	3%	-11%
EDELAP	0%	-36%	0%	-18%
Apelp	0%	13%	0%	-41%
Edese	9%	7%	4%	-13%
Secheep	-4%	27%	143%	2%
Edesal	0%	14%	117%	-15%
Edelar	9%	3%	13%	-17%
Edesa	-46%	5%	119%	-36%
ESJ S.A	6%	17%	8%	-28%
EDEA	-5%	4%	5%	-40%
Epen	-1%	7%	2%	0%
Edeersa	0%	15%	-9%	-23%
Edersa	-14%	7%	13%	5%
EJESA	5%	6%	6%	-8%
Edemsa	-24%	2%	0%	-6%
Edecat	0%	4%	0%	1%
Edet	37%	6%	5%	-33%
EMSA	6%	6%	5%	-7%
EPEC	-12%	8%	10%	14%
DPEC	8%	0%	0%	6%
EPESF	-8%	2%	125%	-13%
EDEFOR	0%	13%	0%	0%

